

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки	Нефтегазовое дело
Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Пуговкин Максим Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРHM	Арбузов В.Н.	к.ф. - м.н. Доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Баранова А.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ГРHM	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск – 2017 г

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт	Природных ресурсов	
Направление подготовки	Нефтегазовое дело	
Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений	

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Г	Пуговкин Максим Николаевич

Тема работы:

Интенсификация притока жидкости с применением гидроразрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская Область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).</i>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, регламент установки предварительного сброса воды, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники, руководство пользователя моделирующей программы
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Введение 2. Геологическая характеристика месторождения 3. Анализ текущего состояния разработки месторождения 4. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий 5. Постановка задачи исследования 6. Объект и методы исследования 7. Расчёт гидроразрыва пласта, анализ эффективности проведения гидроразрыва на X месторождение 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность 10. Заключение Перечень использованных источников Перечень публикаций студента
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1.Обзорная карта района работ 2.Сводный литолого-стратиграфический разрез X месторождения 3.Распределение открытой пористости по коллекторам для пласта Ю₁¹ по скважинам 185 и 342 4.Распределение газопроницаемости по коллекторам для пласта Ю₁¹ по скважинам 185 и 342 5.Сопоставление газопроницаемости (Кпр) и эффективной пористости (Кп эф) для пород пласта Ю₁¹. Скважины 185 и 342 6.Распределение водоудерживающей способности по коллекторам для пласта Ю₁¹ по скважинам 185 и 342 7.Зависимости физических свойств пластовой нефти и растворенного газа от давления при пластовой температуре 8.Распределение фонда добывающих скважин по состоянию на 01.01.2017г. 9.Распределение фонда нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2017г. 10.Дебиты нефти горизонтальных скважин объекта Ю₁¹ 11.Дебиты нефти ННС объекта Ю₁¹ 12.Динамика пластового давления объекта Ю₁¹ X месторождения 13.Замеры забойного давления по скважинам за 2016 год 14.Накопленная компенсация по ячейкам по состоянию на 01.01.2017 по объекту Ю₁¹ X месторождения 15.Схема оборудования забоя скважины для ГРП 16.Якорь плашечный гидравлический для ГРП 17.Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта 18.Схема расположения оборудования при ГРП 19.Фактический профиль трещины в скв. №X 20.Динамика добычи после проведения ГРП

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Немцова О.А.
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.01.2017

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРHM	Арбузов В.Н.	к.ф. - м.н. Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Пуговкин Максим Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 страниц, 20 рисунков, 27 таблиц, 37 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: X МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖЬ, ДОБЫЧА, ИНТЕНСИФИКАЦИИ, ГЛИНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА, ДЕБИТ.

Объектом исследования является скважина № X X нефтяного месторождения.

Цель работы – расчёт гидроразрыва пласта на скважине № X X нефтяного месторождения и анализ эффективности его проведения.

В процессе исследования проводился анализ использования гидроразрыва пласта, бурения горизонтальных скважин и глинокислотной обработки, а также сделаны выводы об эффективности их применения на X месторождении. В результате исследования предложена оценка эффективности гидроразрыва, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Экономическая эффективность работы: Многократное увеличение накопленной добычи. Окупаемость проекта составляет 8 суток.

Перечень условных обозначений

УВ – углеводород;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ГКО – глинокислотная обработка;
СКО – соляно-кислотная обработка;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПЗ – призабойная зона;
ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;
ПДК – предельно-допустимая концентрация;
ТБ – техника безопасности;
ППД – поддержание пластового давления
ГТМ – геолого-технические мероприятия
ННС – наклонно-направленные скважины
ГС – горизонтальные скважины
КИН – коэффициент извлечения нефти
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
ЭЦН – электрический центробежный насос
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ГСКО – глино-соляно-кислотная обработка
КОПЗ – комплексная обработка
ПОТ – потокоотклоняющие технологии
АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения
ГРП – гидравлический разрыв пласта
НГДП – нефтегазодобывающее предприятие
ВНК – водонефтяной контакт;

Оглавление

Введение.....	9
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Общие сведения о месторождении.....	11
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	13
2.1 Стратиграфическая характеристика месторождения.....	13
2.2 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов.....	19
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	23
2.4 Свойства и состав пластовых флюидов	27
2.4.1 Состав и свойства нефти и растворенного газа в стандартных и пластовых условиях.....	28
2.4.2 Свойства пластовых вод.....	31
2.7 Запасы нефти и газа	32
3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	35
3.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом	35
3.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов.....	37
3.2.1 Анализ технологических показателей разработки.....	37
3.2.2 Режимы эксплуатации добывающих скважин	41
3.2.3 Энергетическое состояние эксплуатационных объектов	41
3.2.4 Анализ забойного давления	42
3.4 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки	44
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	49
4.1 Применение ГТМ на X месторождении.....	49
4.1.1 Физико-химические технологии ОПЗ химреагентами	51
4.1.2 Потокоотклоняющие технологии	54
4.1.3 Бурение горизонтальных скважин.....	55
4.1.4 Гидравлический разрыв пласта	56
4.2 Анализ эффективности применяемых методов.....	56
5 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	58
5.1 Подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП.....	58
5.2 Оборудование, применяемое при ГРП.....	60
5.3 Техничко-технологические показатели ГРП.....	61
5.3.1 Сущность и виды ГРП.....	61
5.4 Проведение ГРП на скважине № X	63

5.6 Расчет гидроразрыва пласта	66
Заключение	74
Список используемой литературы	76
Список публикаций студента	78
Приложение А	80

Введение

Х нефтяное месторождение эксплуатируется уже более 10 лет. За данный период, дебиты добывающих скважин, значительно сократились. Если проанализировать динамику изменения фактического дебита по скважинам, то следует отметить значительное его снижение, хотя по свойствам коллекторов, продуктивные пласты остаются довольно перспективными с целью дальнейшей эксплуатации, исходя из этого, рекомендуется проводить методы интенсификации жидкости. Снижение продуктивности ведет за собой ухудшение проницаемости их призабойной зоны. Следовательно, на данном месторождении необходимо проводить методы по увеличению добычи жидкости, позволяющие восстанавливать и улучшать фильтрационные свойства коллектора.

Как показывает зарубежный и отечественный опыт наиболее распространенным и эффективным методом воздействия на ПЗП является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В России ГРП начал применяться с 1952 года.

В настоящее время на предприятиях Западной Сибири ежегодно выполняют более 500 ГРП. Успешность операций в среднем составляет 90%, увеличение дебитов скважин в среднем в 3,5 раза.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ методов интенсификации притока жидкости на Х месторождении, выполнена оценка применения гидравлического разрыва пласта, для повышения продуктивности скважин.

Работы по проведению гидроразрыва пласта на скважинах Х месторождения были начаты в 2007 году. Опыт проведения ГРП показал его высокую эффективность. На месторождении опробован целый ряд технологий по интенсификации притока пластового флюида. До последнего времени наиболее эффективными были химические методы интенсификации притока. Но химическая обработка ПЗП не может решить всех проблем. Объем закольматированной породы, радиус «загрязнения», может располагаться за пределами досягаемости радиуса кислотной обработки.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ особенностей технологии гидроразрыва пласта на Х месторождении и оценка эффективности его проведения.

Поставленная цель определяет необходимость решения следующих задач:

- изучение геолого-физических свойств продуктивных пластов;
- анализ текущего состояния разработки месторождения и выработки запасов углеводородного сырья;
- анализ результатов и оценка технологической эффективности проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти на X месторождении.

Защищаемые положения:

- результаты сравнения показателей работы скважин после проведения геолого-технических мероприятий по обработке призабойных зон с целью интенсификации притока жидкости на X месторождении;
- результаты расчета технологических параметров и подбор оборудования для ГРП;
- комплексная оценка эффективности проведения ГРП на скважине № X.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении X нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 440 км к северу-востоку от г. Томск (рис.1.1).

Районный центр пос. Каргасок находится в 150 км от месторождения, а ближайшими населенными пунктами являются г. Кедровый и пос. Пудино, располагающиеся в 100 км к юго-востоку. Кроме этого, в 30 км юго-восточнее находится производственно-вахтовый поселок в пределах разрабатываемого Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. От ближайшей железнодорожной станции в г. Томске до месторождения 440 км, от районного центра р.п. Каргасок – 150 км. Транспортировка бурового оборудования и других грузов осуществляется из г.Томска водным путем в период навигации, а зимой наземным транспортом.

Район работ экономически освоен слабо. Территория района малонаселенная.

Местное население занимается в основном лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие - работами на нефтепромыслах.

Территориально площадь работ приурочена к левобережью реки Чижалка, правому притоку р. Васюган. В орографическом отношении район относится к водораздельному слабовсхолмленному плато, расчленённому речными долинами с пойменными террасами. В 40 км от месторождения протекает река Чижалка, которая судоходна в начале навигации для маломерных судов.

Климат резко континентальный, зима – холодная, продолжительная (температура достигает -55°C), лето – короткое, теплое (до $+35^{\circ}\text{C}$ - в июле). Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80-100 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоемах достигает 1 метр), причем некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

Преобладающими являются ветры северо-западного и юго-западного направлений. Средние скорости 4-5 м/сек, максимальные 18-20 м/сек. Самым ветреным периодом является весна.

Растительность района таежного и болотного типов. Территория более чем наполовину покрыта смешанным лесом. Из древесных пород преобладают сосна, береза, осина, кедр. Вдоль берегов рек и ручьев – заросли кустарников.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину.

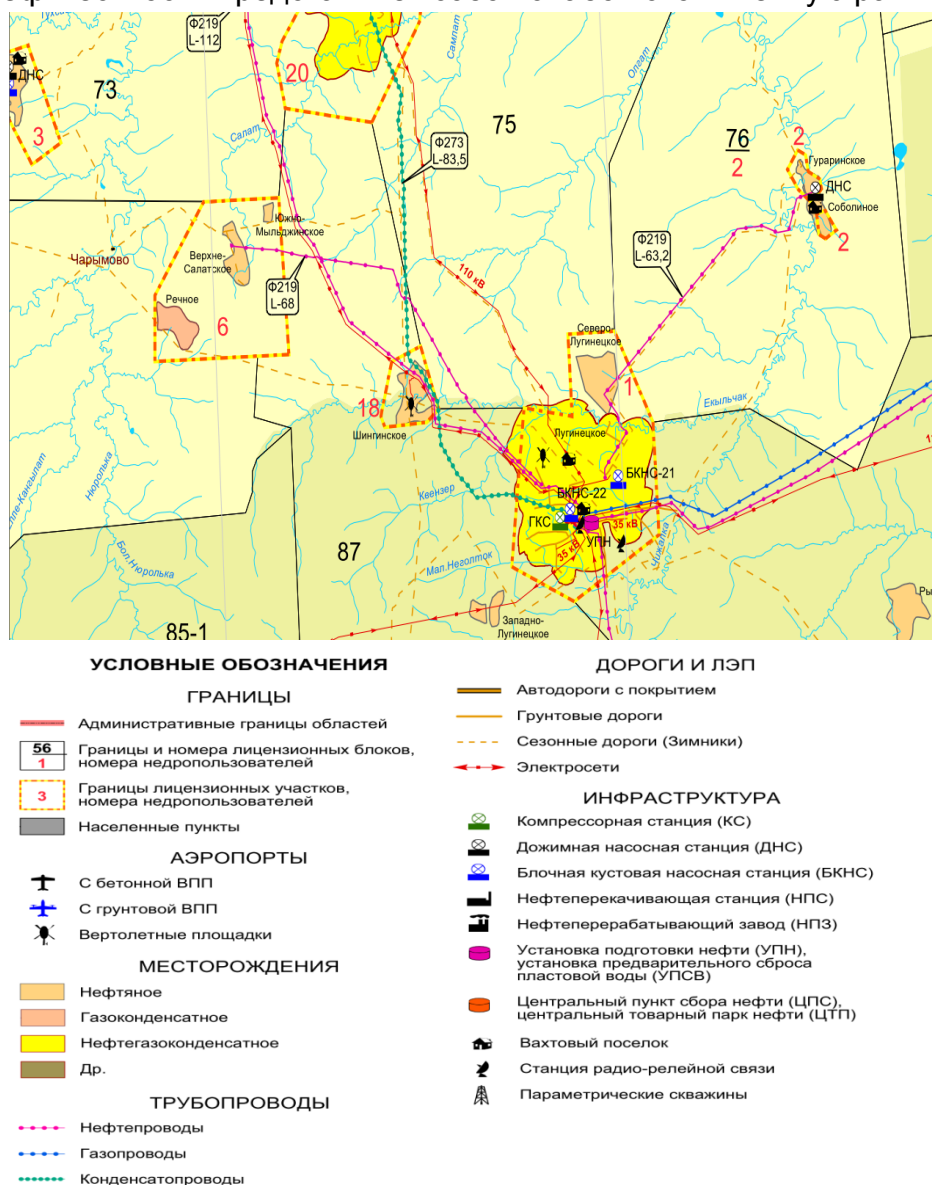


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Абсолютные отметки рельефа колеблются от 90 м в пойменных частях рек до 122 м – на водоразделах.

Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия.

Территория работ относится к районам с избыточным увлажнением. За год выпадает более 500 мм осадков, причем с осадками бывает половина дней в году. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Уровень грунтовых вод находится на глубине от 5 до 25 метров.

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Специальные работы по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

2.1 Стратиграфическая характеристика месторождения

Доюрские образования (палеозой) – PZ

На «Схеме структурно-фациального районирования девонских и каменноугольных отложений» X площадь расположена в Нюрольском СФР, в пределах Васюгано-Уренгойской структурно-фациальной зоны (СФЗ), входящей в обширную Обь-Тазовскую структурно-фациальную область.

В пределах этого СФР на кристаллических сланцах протерозоя с перерывом залегают карбонатные и глинисто-карбонатные отложения девона и нижнего карбона, относящиеся к нижней терригенно-кремнисто-карбонатной толще ПТК ($D-C_1^{t-v}$). Возможно непосредственно на месторождении эта толща вскрыта скважинами 299 и 300, пробуренными в северо-восточной части поднятия, где доюрские образования вскрыты на глубинах соответственно 2867,1 и 2859,5 м (вскрытая мощность 122 и 41,6 м) и представлены метаморфизованными, трещиноватыми, глинисто-кремнистыми породами. Юго-восточнее площади месторождения Лугинецкими скважинами 160 и 170 вскрыты известняки разномзернистые, слабо метаморфизованные, участками пигментированные битумом, с остатками фауны плохой сохранности. Возраст их не определен.

Отложения нижней толщи ПТК перекрываются вулканогенно-осадочными породами верхней толщи ПТК (C_2-P-T), мощности которой колеблются от нулевых значений до десятков-сотен метров и зависят от доюрского рельефа (возрастают в погруженных частях). На X участке они вскрыты скважиной 297, пробуренной в юго-восточной части X локального поднятия, на глубине 2878,2 м, вскрытая мощность их составляет 53,3 м. Породы представлены фельзитовыми порфирами, в верхней части – выветрелыми. На сопредельных территориях они вскрыты многими скважинами и представлены переслаиванием осадочных пород (гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты и филлиты) с туфами, туфопесчаниками, туфоалевролитами и эффузивами основного и среднего состава. Нередко их прорывают интрузии и дайки гранитов, диоритов и долеритов. С угловым

несогласием доюрские породы перекрываются осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского чехла. С кровлей доюрских образований отождествляется отражающий горизонт Φ_2 .

Мезозойско-кайнозойские отложения

Платформенный осадочный чехол, имеет в пределах месторождения общую мощность до 3000 метров. В его геологическом строении принимают участие отложения средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена, а также неогеновые и четвертичные отложения. Их литолого-стратиграфическая характеристика приводится в соответствии с региональными стратиграфическими схемами юрских и мезозойских отложений Западной Сибири, утвержденными МСК РФ 9 апреля 2004 г. Состав пород, их возрастные взаимоотношения, свиты, пласты и мощности приведены на сводном литолого-стратиграфическом разрезе X участка, составленном на основании данных бурения скважин 299 и 300 (рисунок 2.1).

Юрские отложения – J

На X участке в составе юрских отложений выделяются тюменская, васюганская, маломощная георгиевская и баженовская свиты.

Тюменская свита (в.аален – в.бат) здесь представлена только верхней подсвитой (в.байос-бат). Вскрытая скважинами 297R, 299R и 300R мощность, где она установлена, составляет 128-165 м. Свита включает в себя песчаные пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆ и представляет собой толщу субаквальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Угольные пласты имеют толщину 1-4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Вышеперечисленные песчаные пласты свиты большей частью заглинизированы и являются плохими коллекторами.

Васюганская свита (в.бат – в.оксфорд) вскрыта на месторождении всеми скважинами (скважинами 298R и 335 – не на полную мощность). Мощность свиты в пределах месторождения составляет 30-75 м. Свита подразделяется на две подсвиты верхнюю и нижнюю.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В её основании развит песчано-алевролитовый пласт Ю₂⁰ (пахомовская пачка), который, по мнению большинства исследователей, является базальным горизонтом позднеюрской морской трансгрессии. Его толщина в пределах площади изменяется от 2,9 до 9 м.

Верхневасюганская подсвита представлена пластом Ю₁ – основным нефтегазоносным объектом на территории Томской области. Он имеет сложное

строение, представлен разнофациальными песчано-глинистыми пропластками, в ряде разрезов скважин – с преобладанием песчаников. С ним связана продуктивность X месторождения.

Пласт Ю₁ на месторождении вскрыт всеми скважинами. Несмотря на свою довольно резкую литологическую изменчивость по простиранию, в целом он хорошо выдержан и четко прослеживается по площади. Глубины залегания его – 2619-3387 м (абс.отм. – 2496-2629 м). Общая толщина пласта составляет 52-66 м, в нем выделяют три толщи – подугольную, межугольную и надугольную.

Подугольная толща, залегающая в нижней части пласта Ю₁, представлена песчаным пластом Ю₁³⁻⁴, который прослеживается в разрезах всех скважин, но резко изменчив по латерали. В фациальном отношении он представляет собой регрессивные покровные пески морского мелководья и прибрежной зоны. Толщина пласта составляет большей частью 11-25 м, в разрезе скважины 297(юго-восточная часть структуры)она возрастает до 30м.

Пласт сложен песчаниками серыми и светло-серыми, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовыми, среднесцементированными и крепкими, известковистыми. В остальных скважинах толщина пласта значительно меньше, а в скважине 298 он почти полностью замещен глинисто-алевритовыми разностями.

Выше залегает межугольная толща (пласт Ю₁^M) мощностью 8-17 м, сложенная континентальными отложениями, которая также прослеживается по всей площади месторождения. Представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Толща залегает между песчаными пластами Ю₁³⁻⁴ и Ю₁² и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2-3 м, вверху – пачкой углисто-глинистых пород, иногда с маломощным (1-1,5м) угольным пластом. Песчаники имеют подчиненное значение, залегают в виде линзовидных прослоев толщиной 1-3 м.

Надугольная толща, залегающая на межугольной, представляет собой неоднородную пачку песчано-глинистых пород общей толщиной 15-29 м, к которой приурочены продуктивные пласты Ю₁² и Ю₁¹. Толща прослеживается повсеместно, но продуктивные пласты по простиранию изменчивы, а в северо-восточной части X поднятия (скв.300) они полностью замещаются плотными алеврито-глинистыми породами.

Нижний продуктивный пласт Ю₁² наиболее развит и выразителен как коллектор в сводовой части структуры. Общая толщина пласта составляет от 2,3-9,4м, эффективная - 0,8 до 7,1 м, т.е. пласт, как уже отмечалось, испытывает

резкую изменчивость как по толщине, так и по литологическому составу. Это можно объяснить фациальными условиями осадконакопления, когда пласт формировался в прибрежной зоне континента и может быть представлен прибрежно-морскими песчаными образованиями, а также отложениями прибрежной затопляемой равнины (скв. 299, 300).

Вышезалегающий пласт Ю₁¹ отделяется от пласта Ю₁² глинистым прослоем 1-5 м, сверху перекрыт битуминозными аргиллитами баженовской свиты или маломощными аргиллитами георгиевской (0-2,8м). Пласт более выдержан в своде поднятия, общая толщина его составляет 7,5 – 22,5 м, эффективная 1,4 – 18,6 м. Пласт характеризуется отрицательной аномалией ПС до 75 мВ, сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, среднесцементированными, прослоями – крепкими, слюдистыми, с запахом нефти. В северо-восточной части структуры пласт постепенно замещается плотными глинистыми породами (в скв. 299 эффективная толщина составляет 1,4 м) вплоть до полного замещения (в скв. 300 эффективная толщина 0 м).

Георгиевская свита (в.оксфорд - н.титон), морского генезиса, представлена глинами темно-серыми до черных аргиллитоподобными, тонкоотмученными, с неравномерным распределением глауконита, с фауной, в верхах – слабо битуминозными. На площади работ очень маломощная (до 3 м); в разрезе отдельных скважин полностью отсутствует.

Баженовская свита (титон – н.берриас) сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, темно-серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны – аммонитов, пелеципод и др. Высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства специалистов, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее ярким реперным горизонтом, четко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. К подошве свиты приурочен основной опорный сейсмический горизонт IIa. Мощность свиты на месторождении 14 – 18 м.

Меловые отложения – К

Меловая система в составе платформенного чехла является наиболее мощной и полной по составу. Ее мощность в пределах месторождения составляет 2140-2200 м; она представлена всеми ярусами нижнего и верхнего отделов.

Нижний мел – К₁

По стратификации неокомских отложений площадь месторождения находится в Рязкино-Васюганском СФР, в свою очередь нижнемеловые отложения делятся на три свиты тарскую, куломзинскую и киялинскую .

Куломзинская свита (берриас-н.валанжин) представлена тремя толщами.

Нижняя – толща 1 (подачимовская) сложена глинами аргиллитоподобными, тонкоотмученными, темно-серыми, прослоями битуминозными, с фауной аммонитов, пелеципод, фораминифер.

Средняя – толща 2 (ачимовская) – песчаники серые, преимущественно известковистые с прослоями аргиллитоподобных глин, с отпечатками фауны, с оползневыми текстурами. Пласты Б₁₆₋₂₀.

Верхняя – толща 3 – сложена глинами темно-серыми, полосчатыми с прослоями песчаников. Пласты Б₁₃₋₁₅.

Тарская свита (н.валанжин) – песчаники серые, светло-серые, преимущественно известковистые, с прослоями серых алевролитов, ракушняков и серых, темно-серых аргиллитоподобных глин. Пласты Б₈ – Б₁₀.

Киялинская свита (валанжин – н.апт) сложена глинами пестроцветными (кирпично-красными, зелеными, зеленовато-серыми), комковатыми, с прослоями зеленовато-серых известковистых песчаников и алевролитов. Песчаные пласты индексируются группой Б (Б₁ – Б₇) и группой А (А₁ – А₁₂); они невыдержаны по площади и толщине, имеют линзовидное строение и практически не коррелируются. В основании свиты прослеживаются слои с циреновой фауной.

Покурская свита представляет собой нерасчлененную толщу апт-альб-сеноманских отложений мощностью 820-855 м. залегающих выше киялинской свиты. По схеме фациального районирования этих отложений площадь расположена в Омско-Ларьякском СФР, где покурская свита разделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита (ср.-в.апт) представлена континентальными отложениями – песчаниками и алевролитами серыми, грязно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, окатышами глин, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, пласты бурых гумусовых углей. Пласты ПК₁₄ – ПК₁₈.

Средняя подсвита (альб) сложена мощными пачками глин серых до темно-серых, иногда с зеленоватым и буровым оттенками, начиная с алевроитовых, заканчивая тонкоотмученными, иногда слоистых, с разными типами слоистости, чередующихся в сложном сочетании с уплотненными песчаниками, песками, алевролитами. Характерен растительный детрит, остатки растений и корневой системы, сидерит, иногда – окатыши глин в основании пластов. Генезис отложений от прибрежно-континентального до прибрежно-морского.

Верхняя подсвита (сеноман) – пески уплотненные песчаники, алевролиты серые, зеленовато-серые, буровато-серые, иногда известковистые, с подчиненными прослоями глин серых, зеленовато- и буровато-серых, алевроитовых. Отмечаются прослои конгломератов, представленные глинистыми и сидеритовыми окатышами. Пласты ПК₁-ПК₆. Генезис отложений также от прибрежно-континентального до прибрежно-морского.

Песчаные пласты покурской свиты имеют линзовидное строение. Их толщина составляет чаще всего 10-15 м, реже – до 30 м.

Палеогеновые отложения – Р

Палеогеновые отложения представлены преимущественно морскими глинистыми породами – тонкоотмученными темно-серыми до черных, зеленовато-серыми, плотными, вязкими, жирными на ощупь глинами, иногда с тонкими линзочками алевроитов и тонкозернистых песков, опоковидными глинами с прослоями опок. Морские отложения подразделяются на три свиты – талицкую (палеоцен), люлинворскую (эоцен) и чеганскую (в эоцен – н.олигоцен). Верхняя часть палеогеновых отложений представлена нерасчлененной толщей континентального генезиса песчано-глинистых пород некрасовской серии (ср.+ в. олигоцен). Общая мощность палеогеновых отложений составляет 420-470 м.

Четвертичные отложения – Q

Завершают разрез мезозойско-кайнозойского чехла четвертичные отложения, которые представлены рыхлыми наносными осадками – серыми и желтовато-серыми глинами, часто алевроитистыми, суглинками, супесями, алевролитами, песками, гравием и верхним почвенно-растительным слоем. В породах часто встречается лигнит, а в верхних слоях четвертичных отложений – торф. Мощность отложений 20-30 м.

Сводный литолого-стратиграфический разрез X участка приведен на рисунке 2.1.

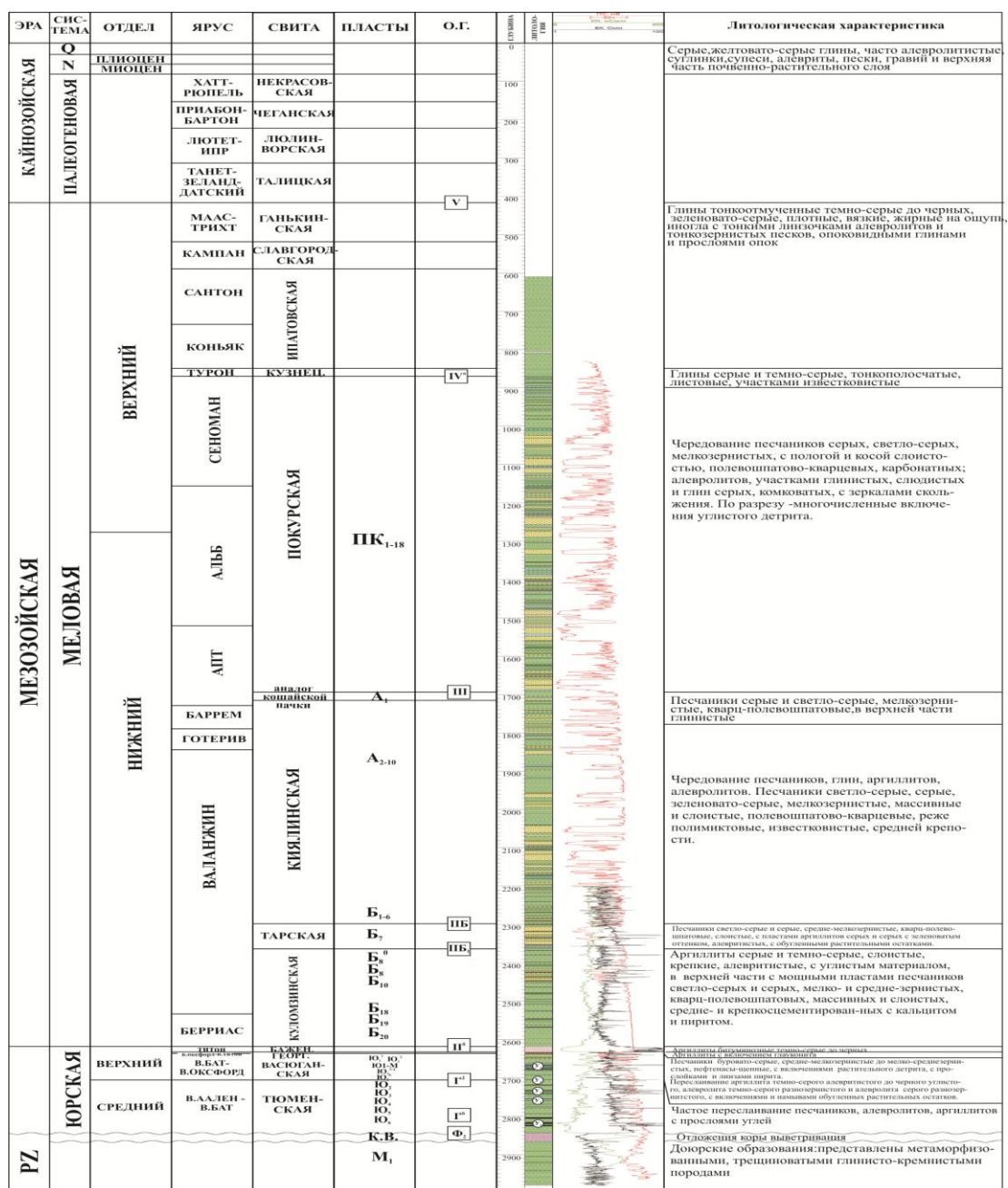


Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез X месторождения

2.2 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Основным нефтегазоносным объектом является пласт Ю₁. Он имеет сложное строение, представлен разнофациальными песчано-глинистыми пропластками, в ряде разрезов скважин – с преобладанием песчаников.

Пласт Ю₁ на месторождении вскрыт всеми скважинами. Несмотря на свою довольно резкую литологическую изменчивость по простиранию, в целом он хорошо выдержан и четко прослеживается по площади. В нем выделяют три толщи – *подугольную, межугольную и надугольную*.

Подугольная толща, залегающая в нижней части пласта Ю₁, представлена песчаным пластом Ю₁³⁻⁴, который прослеживается в разрезах всех скважин, но резко изменчив по латерали. В фациальном отношении он представляет собой регрессивные покровные отложения морского мелководья и прибрежной зоны. Пласт сложен песчаниками серыми и светло-серыми, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовыми, среднесцементированными и крепкими, известковистыми. Во всех скважинах пласт водонасыщен.

Выше залегает *межугольная толща* (пласт Ю₁^M) мощностью 8-17 м, сложенная континентальными отложениями, которая также прослеживается по всей площади месторождения. Толща представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Толща залегает между песчаными пластами Ю₁³⁻⁴ и Ю₁² и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2-3 м, вверху – пачкой углисто-глинистых пород, иногда с маломощным (1-1,5м) угольным пластом. Песчаники имеют подчиненное значение, залегают в виде линзовидных прослоев толщиной 1-3 м, как правило - водоносные.

Надугольная толща, залегающая на межугольной, представляет собой неоднородную пачку песчано-глинистых пород общей толщиной 15-29 м, к которой приурочены пласты Ю₁² и Ю₁¹.

Надугольная толща прослеживается повсеместно, но песчаные пласты по простиранию изменчивы, а в северо-восточной части Х поднятия (скв.300) они полностью замещаются плотными алевроито-глинистыми породами.

Нижний пласт надугольной толщи Ю₁² наиболее развит и выразителен как коллектор в сводовой части структуры. Общая толщина пласта составляет от 2.3-9.4м, эффективная - 0.8 до 7.1 м, т.е. пласт, как уже отмечалось, испытывает резкую изменчивость как по толщине, так и по литологическому составу. Это можно объяснить фациальными условиями осадконакопления, когда пласт формировался в прибрежной зоне континента и может быть представлен прибрежно-морскими песчаными образованиями, а также отложениями прибрежной затопляемой равнины (скв. 299, 300). По характеру насыщения пласт повсеместно водоносный.

Вышезалегающий пласт Ю₁¹ является основным объектом эксплуатации, отделяется от пласта Ю₁² глинистым прослоем толщиной 1,6 – 7,8 м, сверху перекрыт мощной толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты или маломощными аргиллитами георгиевской свиты (0-2.8м).

По состоянию на 01.01.2017 года в границах залежи пробурено 197 скважин. Разбуривание осуществлялось по направлению от центра залежи к ее периферии. Большинство скважин вскрыли чисто нефтяную зону. Водонефтяную часть залежи вскрыли 15 скважин.

Залежь, приуроченная к пласту Ю₁¹, нефтяная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Размер залежи в пределах внешнего водонефтяного контакта (ВНК) 14.3×5.2 км, высота в различных частях залежи колеблется от 53 до 80 м, площадь в пределах внешнего контура нефтеносности – 73.5 км².

Характеристика продуктивной залежи приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика продуктивной залежи пласта Ю₁¹ X месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Ю ₁ ¹	Пластовая сводовая литологически экранированная	14.3 × 5.2	73522	2498-2566	2552-2581	53-80

Пласт Ю₁¹ залегает на средней абсолютной глубине 2530 м, выдержан по площади. Пласт имеет сложное геологическое строение, изменчив литологически по латерали и разрезу, представлен переслаиванием песчаника буровато-серого, средне-мелкозернистого до мелкозернистого, нефтенасыщенного; аргиллита темно-серого алевролитистого до черного углистого; алевролита темно-серого и серого. Пласт более выдержан в своде поднятия, общая толщина его (от кровли до подошвы коллектора) в среднем составляет 14.0 м, изменяясь от 6.0 м до 22.0 м. Коллекторы вскрыты большинством скважин, за исключением некоторых, в разрезе которых отсутствует песчаный пласт. Обширные зоны отсутствия коллектора выделены по результатам сейсмики 3Д и подтверждены бурением на северо-востоке залежи, где на коротком расстоянии (700-800 м) происходит резкое снижение толщины коллектора от 10-9 м (скважины 425 и 105) до полного выклинивания (скважины 435 и 300Р). На юго-востоке зона глинизации вскрывается скважинами 297П и 215. Небольшие зоны глинизации присутствуют в разрезах скважин 103 и 299П в северной части залежи.

По скважинным данным эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем по залежи 9.7 м. Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины в целом по пласту Ю₁¹ составляет 8.4 м, изменяясь в

интервале от 1.7 (скважина 153) до 18.8 м (скважина 302). Максимальные нефтенасыщенные толщины располагаются в центре залежи. Фациальные особенности формирования пласта в прибрежно-морских условиях осадкообразования в период трансгрессии обусловили характеристики неоднородности пласта – от глинистого прерывистого до гидродинамически связанного непрерывного. Песчанистость по пласту в среднем составляет 0.8, изменяясь от 0.2 до 1. Расчлененность пласта изменяется от 1 до 12, составляя в среднем 5.4 (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика продуктивных залежей по результатам интерпретации ГИС X месторождения, пласт Ю₁¹

Параметр	Пласт Ю ₁ ¹
1 Общая толщина	
1.1 Количество скважин	197
1.2 Минимальное значение, м	1.7
1.3 Максимальное значение, м	22
1.4 Среднее значение, м	14
2 Эффективная толщина	
2.1 Количество скважин	197
2.2 Минимальное значение, м	1.7
2.3 Максимальное значение, м	18.8
2.4 Среднее значение, м	10.6
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина	
3.1 Количество скважин	197
3.2 Минимальное значение, м	1.7
3.3 Максимальное значение, м	18.8
3.4 Среднее значение, м	9.7
4 Коэффициент песчанистости	
4.1 Количество скважин	197
4.2 Минимальное значение, единиц	0.2
4.3 Максимальное значение, единиц	1
4.4 Среднее значение, единиц	0.8
5 Коэффициент расчлененности	
5.1 Количество скважин	197
5.2 Минимальное значение, единиц	1
5.3 Максимальное значение, единиц	12
5.4 Среднее значение, единиц	5.4
6 Коэффициент проницаемости	
6.1 Количество скважин	195
6.2 Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	1.5
6.3 Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	15
6.4 Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	6.6

Параметр	Пласт Ю11
7 Коэффициент пористости	
7.1 Количество скважин	195
7.2 Минимальное значение, единиц	12.4
7.3 Максимальное значение, единиц	20.8
7.4 Среднее значение, единиц	14.7
8 Коэффициент начальной нефтенасыщенности	
8.1 Количество скважин	195
8.2 Минимальное значение, единиц	31.6
8.3 Максимальное значение, единиц	68.4
8.4 Среднее значение, единиц	53.0

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Современная интерпретация ГИС, представленная в рамках отчета «Обработка, комплексная интерпретация материалов наземной сейсмики (МОГТ 3D), геолого-геофизических данных ГИС и ПГИ и построение цифровой трехмерной геологической модели продуктивного пласта Ю₁¹⁻² X месторождения», построена на использовании петрофизических зависимостей, рассчитанных по результатам исследования керна X скважин 185 и 342, без привлечения данных других месторождений, что предполагает большую достоверность полученных результатов. Однако, данные результаты нуждаются в экспертизе и утверждении на государственной комиссии. Пока этого не произошло, в данной работе приводятся коллекторские свойства продуктивных отложений X месторождения, определенные по данным интерпретации ГИС на основе утвержденных петрофизических зависимостей.

Основные параметры, характеризующие ФЕС коллекторов X месторождения, числящиеся на балансе 01.01.2009 г, были получены в 2006 году по аналогии с Крапивинским месторождением. Определение коэффициента пористости (Кп) проводилось по данным акустического каротажа (АК), нейтронного каротажа (НКТ) и потенциалов собственной поляризации (ПС).

$$K_{п ак} = -0,262 + 0,0016 \cdot \Delta T \quad (2.1)$$

Здесь ΔT – интервальное время пробега продольной волны в пласте ;

$$K_{п} = 10,5 \cdot A_{пс} + 8,49 \quad (2.2)$$

Алгоритм Кп (Апс) взят из подсчета запасов Крапивинского месторождения, предельное значение пористости в чистых коллекторах – 19%.

Достоверность определения пористости по параметру Апс оценивалась по скважине 185, в которой выполнены определения пористости по керну.

Стадийность развития верхнеоксфордской дельты выразилась в формировании различных по конфигурации систем дельтовых рукавов для пластов надугольной толщи. Это отразилось в слиянии песчаных пластов в единый резервуар – пласт $Ю_1^{1-2}$.

На 01.01.2017 года имеются результаты комплексных исследований керна еще и по скважине 342.

Коллекторы продуктивного пласта $Ю_1^{1-2}$ представлены песчаниками полимиктовыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, среднесцементированными, прослоями – крепкими, слюдистыми, с запахом нефти. В пласте $Ю_1^{1-2}$ преобладают песчаники алевритовые. В глинистой составляющей по данным рентгенофазового анализа преобладает каолинит (от 80 до 90%), а он в свою очередь, как показывает опыт, в меньшей степени оказывает влияние на коллекторские качества пород, нежели другие глинистые минералы. Песчаники местами сидеритизированы и пиритизированы, с включениями углистого детрита. Для таких коллекторов характерно широкое варьирование гранулометрических характеристик.

Разделение коллекторов по нефтенасыщенности проводилось на основании полученных критериев УЭС. В результате сопоставления ρ_n и α_{nc} (Кп) по интервалам с однофазным притоком флюида были установлены критические значения УЭС, выше которых при испытании получают безводные притоки нефти во всем диапазоне изменения α_{nc} (Кп).

Граница раздела безводного притока нефти по удельному электрическому сопротивлению принята 6,2 Омм, «зеркало воды» - 6,1-5,6 Омм.

Нефтенасыщенность коллекторов, определялась с использованием петрофизических зависимостей, установленных по керну скв. 185 X месторождения.

На рисунке 2.2 приведено распределение открытой пористости по пласту $Ю_1^{1-2}$ по скважинам 185 и 342. Среднее значение открытой пористости составило $13.9\% \pm 1.12$. Пористость изменяется от 12.4 до 18.4%. Пласт на 69% состоит из алевритовых песчаников с пористостью 14-15% и эффективной пористостью 7,1%.



Рисунок 2.2 – Распределение открытой пористости по коллекторам для пласта Ю₁¹ по скважинам 185 и 342

На рисунке 2.3 представлено распределение газопроницаемости по керну. Среднее значение газопроницаемости $5,0 \pm 4,2$ мД, вариации от 0,9 мД до 23 мД.



Рисунок 2.3 – Распределение газопроницаемости по коллекторам для пласта Ю₁¹ по скважинам 185 и 342

Сопоставление проницаемости с эффективной пористостью приведено на рисунке 2.4.

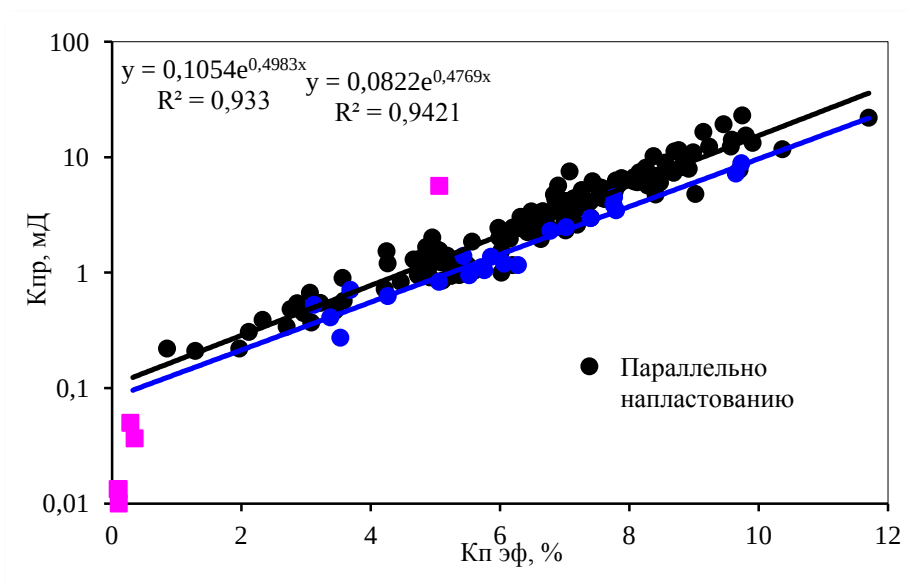


Рисунок 2.4 – Сопоставление газопроницаемости ($K_{пр}$) и эффективной пористости ($K_{п\text{ эф}}$) для пород пласта Ю_1^1 . Скважины 185 и 342

Остаточная водонасыщенность изучена в пласте Ю_1^{1-2} в скважинах 185 и 342. Среднее значение водоудерживающей способности 49,2 %. По результатам определения коэффициента вытеснения при $K_{пср}=14,5\%$ водоудерживающая способность равна 46,3% и начальном насыщении 54,3%. Распределение водоудерживающей способности по керну представлено на рисунке 2.5.

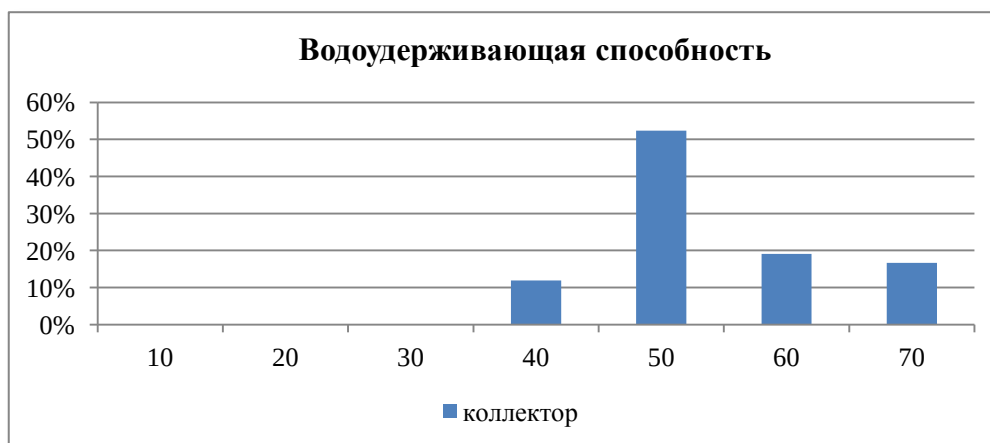


Рисунок 2.5 – Распределение водоудерживающей способности по коллекторам для пласта Ю_1^1 по скважинам 185 и 342

По результатам исследования керна в пласте преобладают (52 %) коллекторы с $K_{вс}$ от 40 до 50%.

Среднее значение нефтенасыщенности по данным ГИС составляет 59,7%, средневзвешенное 62%. Рекомендовано к расчетам принять $K_n=65\%$, утвержденное по балансовым запасам 2007 г. Пористость по данным керна составляет 14,4-15%,

по ГИС 15,9%. К расчетам рекомендовано значение пористости 15%, утвержденное по балансовым запасам 2009 г.

По результатам исследований коэффициент остаточной нефтенасыщенности по скважине 185 изменяется от 25,1 до 30,3 %, составляя в среднем 27,1%. Коэффициент вытеснения равен 0,483.

По скважине 342 коэффициент остаточной нефтенасыщенности варьирует в пределах 30,6-36,0%, в среднем составляя 33,1%. Коэффициент вытеснения равен 0,409.

Среднее значение коэффициента вытеснения по месторождению равно 0,446.

Таким образом, на X месторождении промышленно-продуктивным является пласт Ю₁¹⁻² сложного геологического строения за счет литологической изменчивости пластов коллекторов.

Литологическая неоднородность продуктивного пласта связана с условиями формирования прибрежной зоны континента, когда пласт может быть представлен как прибрежно-морскими песчаными образованиями, так и русловыми.

Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю₁¹ и Ю₁², неравномерно распространенных по площади, связанных гидродинамически. Пласт Ю₁² почти полностью водонасыщенный.

Литологически пласт Ю₁¹⁻² представлен песчаниками алевроитовыми и алевроитистыми. Коэффициент песчанистости довольно высокий – 0,63 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,5.

Коллекторы продуктивного пласта Ю₁¹⁻² характеризуются средними фильтрационно-емкостными свойствами. По данным ГИС пористость составляет 16,0%, проницаемость – 8,0мД. Коэффициент нефтенасыщенности составляет по пласту Ю₁¹⁻² в среднем 65,0 %.

По результатам ГДИ проницаемость по пласту изменяется от 0,16 мД до 10,0 мД, составляя в среднем 2,6 мД.

Коэффициент вытеснения для пласта Ю₁¹, определенный по скважинам 185 и 342, составляет в среднем по месторождению 0,446.

2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

По состоянию на 01.01.2015 года изученность месторождения глубинными и поверхностными пробами УВ флюидов выросла. В подсчете запасов 2008 года приводилась характеристика пластовых флюидов по результатам исследований в трех скважинах – 185, 295, 301. После подсчета запасов 2008 года были проведены исследования пластовых флюидов еще в 5 скважинах – 168, 204, 222, 175, 205. В

настоящем разделе приводится обобщенная характеристика состава и свойств пластовых УВ смесей по всем имеющимся на 01.01.2011 года исследовательским данным.

2.4.1 Состав и свойства нефти и растворенного газа в стандартных и пластовых условиях

Поверхностные пробы нефти получены из 8 скважин. В таблице 2.3 представлены данные физико-химических исследований. Осредненные значения свойств нефти следующие. Плотность нефти на X месторождении при ст. усл. равняется 833 кг/м³. Вязкость нефти(кинематическая) при 50 °С и 20 °С соответственно равна 2,21 мм²/с и 3,86 мм²/с. Содержание серы – 0,35 % мас., парафиносодержание – 1,52 % , смол силикагелевых – 3.94 % мас., (рис. 2.9).

Согласно ГОСТ Р 51858-2002, нефть малосернистая (класс 1), по плотности легкая (тип 1). Ввиду того, что нефть не содержит сероводород и меркаптанов, она имеет вид 1. Таким образом, классификация нефти 1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

В табл. 2.3, 2.4 представлены результаты исследования физических свойств пластовой и сепарированной нефтей, полученные по данным изучения PV-зависимостей, стандартной и ступенчатой сепарации и экспериментов по измерению вязкости нефти.

Таблица 2.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти X месторождения

Наименование параметра		Пласт Ю ₁ ¹⁻²			
		количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение по представительным пробам
		скважин	проб		
Плотность при 20 °С , кг/м3		8	9	825-841	833
Вязкость динамическая, мПа·с					
при 20 °С		8	9	3.01-4.16	3.22
при 50 °С		5	5	1.64-2.12	1.79
Вязкость кинематическая, мм ² /с					
при 20 °С		8	9	3.43-4.95	3.86
при 50 °С		5	5	2.03-2.62	2.21
Молярная масса, г/моль		-	-	-	-
Температура застывания нефти, °С		6	7	-35 - -23	-31
Массовое содержание, %	Серы	8	9	0.32-0.45	0.35
	Смол силикагелевых	1	1	3.50-4.50	3.94
	Асфальтенов	1	1	0.14-1.36	0.48
	Парафинов	1	1	0.32-3.40	1.52
	Воды	1	1	0-0.06	0.02
	Мех. Примесей	-	-	-	-

Наименование параметра		Пласт Ю ₁ ¹⁻²			
		количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение по представительным пробам
		скважин	проб		
Солей, мг/л		-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С		8	9	46-60	55
Температура начала кипения, °С		8	9	39-61	49
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С	7	8	8-13	10
	до 150 °С	8	9	21-27	24
	до 200 °С	8	9	33-40	37
	до 250 °С	8	9	44-52	47
	до 300 °С	8	9	55-63	59
	остаток	8	9	36-45	41
Классификация нефти		1.1.1. ГОСТ Р 51858-2002			

Таблица 2.4 – Свойства пластовой нефти X месторождения

Наименование параметра		Пласт Ю ₁ ¹⁻²			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение по представительным пробам
		скважин	проб		
Пластовое давление, МПа		7	8	26.1-26.7	26.3
Пластовая температура, °С		7	8	89-103	103
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа		7	22	8.1-15.9	11.2
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т		7	22	91-184	132
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, д.е.		7	22	1.262-1.528	1.363
Суммарное газосодержание при ступенчатом разгазировании по ступеням, м ³ /т		6	13	74-165	106
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, д.е.		6	13	1.231-1.470	1.294
Плотность нефти при пласт. условиях, кг/м ³		7	22	675-756	723
Плотность разгазированной нефти при однократном разгазировании, кг/м ³		7	22	825-846	836
Плотность разгазированной нефти при стандартных условиях по данным ступенчатой сепарации, кг/м ³		6	13	824-831	828
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с		7	17	0.33-0.67	0.52
Коэф. объёмной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴		7	16	11.4-24.0	15.3
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С: - при однократном (стандартном) разгазировании		7	22	1.160-1.481	1.361
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		6	13	1.072-1.300	1.176

По результатам осреднения данных однократного разгазирования представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность пластовой нефти составляет 723 кг/м³, сепарированной – 836 кг/м³, объемный коэффициент – 1,363, газосодержание – 132 м³/т. Давление насыщения при пластовой температуре – 11.2 МПа, динамическая вязкость пластовой нефти равна 0.52 мПа*с.

По результатам осреднения данных ступенчатой сепарации представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность сепарированной нефти составляет 828 кг/м³, объемный коэффициент – 1.294, газосодержание – 106 м³/т.

В табл. 2.5 приведено сравнение ранее принятых и уточненных параметров по результатам всего имеющегося на 01.01.2016 г. объема исследований пластовых флюидов. Уточненные параметры несколько отличаются от утвержденных числящихся на балансе РФ, нуждаются в экспертизе и утверждении. В 2012 году планируется провести пересчет запасов с защитой в ГКЗ, в котором будет учтена вся имеющаяся информация. Но, в настоящей работе, при технологических расчетах использовались данные о свойствах и составе пластовых флюидов, утвержденные и числящиеся на балансе на 01.01.2009 года.

Таблица 2.5 – Сравнение ранее принятых и уточненных параметров пластовых флюидов X месторождения

Параметры	Уточненные параметры на 01.01.2009г.	Утвержденные параметры (по форме 6-ГР)	Изменен ие, %
Давление насыщения, МПа	11.3	10.8	4.9
Динамическая вязкость, мПа*с	0.51	0.56	-8.7
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.340	1.231	8.9
Газосодержание, м ³ /т	125	88	41.7
Плотность нефти в пов.усл., г/см ³	0.834	0.828	0.7
Плотность нефти в пл.усл., г/см ³	0.723	0.745	-3.0
Плотность воды в пл.усл., г/см ³	1.008	1.008	0.0
Динамическая вязкость воды, мПа*с	0.35	0.35	0.0

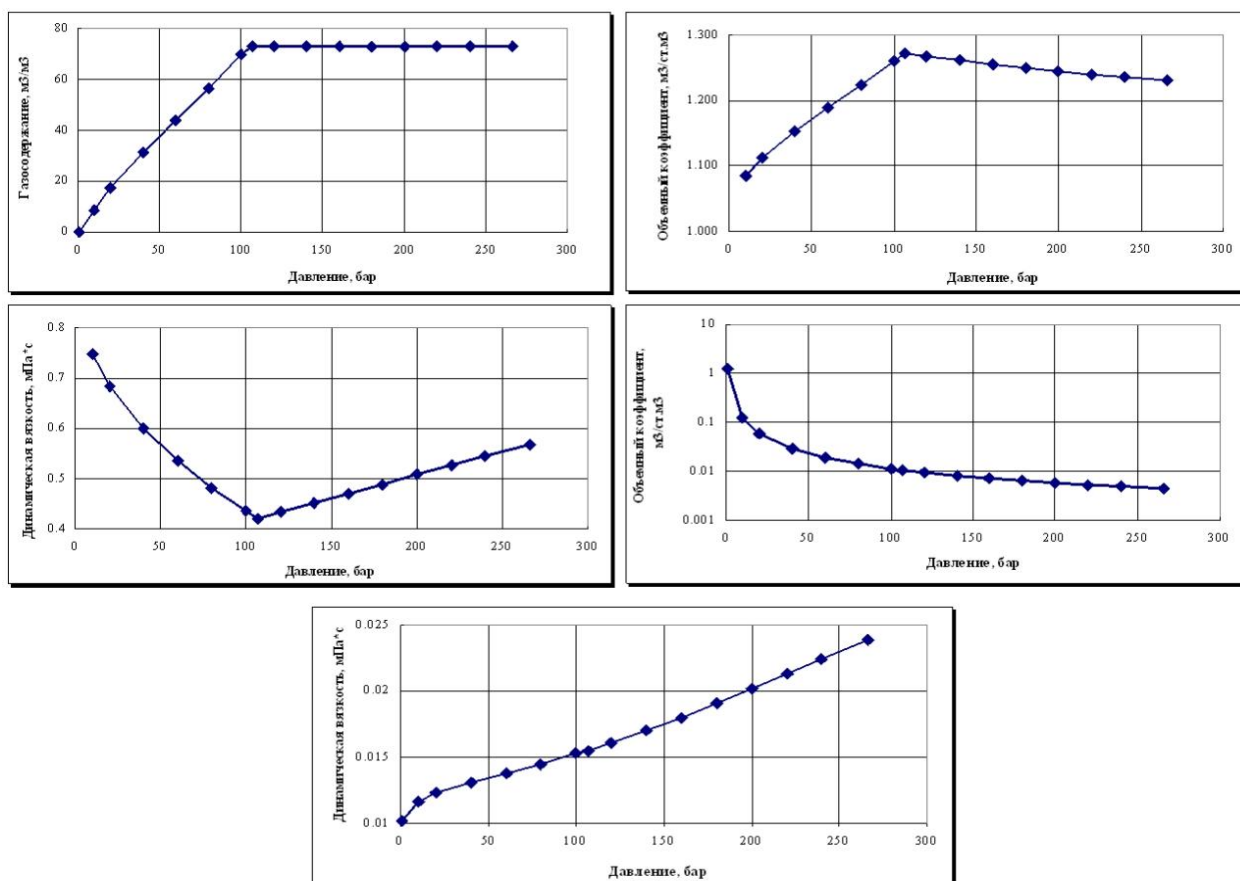


Рисунок 2.8 – Зависимости физических свойств пластовой нефти и растворенного газа от давления при пластовой температуре

2.4.2 Свойства пластовых вод

На X месторождении водоносный комплекс изучен по 2 анализам воды с минерализацией 26,3 г/л (скв.301) и 27,8 г/л (скв.297). Соответствующие данные по пласту Ю1¹⁺² представлены в табл. 2.6.

По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу, к группе гидрокарбонатных вод А, к подгруппе кальциевых вод с угленосных горизонтов (классификация В.А.Сулина).

Согласно имеющимся анализам проб основными солеобразующими компонентами пластовых вод исследуемого водоносного комплекса являются ионы натрия + калия с концентрацией 9488 мг/л и хлора с концентрацией 16029 мг/л. Содержание кальция колеблется от 541 до 560 мг/л, а магния - от 148 до 195 мг/л. Воды характеризуются отсутствием ионов NO₂. Содержание ионов CO₃ и SO₄ незначительно: для CO₃ не превышает 3 мг/л, а для SO₄ – 41 мг/л.

Содержание микроэлементов следующее: йода от 3,8 до 4,6 мг/л, брома от 57,8 до 64,2 мг/л, бора до 1 мг/л, фтора до 0,3 мг/л.

Для проектирования разработки месторождения оценены плотность воды, её газосодержание и объемный коэффициент в пластовых условиях.

Таблица 2.6 – Свойства и состав пластовых вод X месторождения

Наименование параметра	Пласт Ю ₁ ¹⁻²	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м3/м3	-	2.9
Плотность воды, г/см3:		
– в станд. условиях	1.018 - 1.020	1.019
– в пласте	-	1.008
Вязкость в пласта, мПа*с	0.34	0.34
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	-	4.4
Объемный коэффициент, доли ед.	-	1.010
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na ⁺ +K ⁺	9488	9488
Ca ⁺²	541-560	551
Mg ⁺²	148-195	172
Cl ⁻	15640-16417	16029
HCO ₃ ⁻	695-1104	900
CO ₃ ⁻²	<3	<3
SO ₄ ⁻²	41	41
NH ₄ ⁺	60	60
Br ⁻	58-64	61
I ⁻	3.8-4.6	4
B ⁻	1	1
Общая минерализация, г/л	26.3-27.8	27.0
Водородный показатель, pH	6.6	6.6
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлор-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	2 (2)	

Нефть юрского горизонта легкая, малосернистая, малопарафинистая, малосмолистые, с объемным содержанием легких фракций; газ (растворенный) жирный, сероводорода не обнаружено, недонасыщенная нефть - давление насыщения намного ниже пластового; пластовая вода хлор-кальциевого типа с минерализацией 27,0 г/л.

2.7 Запасы нефти и газа

Запасы углеводородов X месторождения неоднократно пересматривались с увеличением степени изученности месторождения. В ГКЗ запасы утверждались дважды: в 1998 году (протокол ЦКЗ МПР РФ №6 от 22.01.98г.), в 2010 году [2](протокол ГКЗ РФ №2288-дсп, утвержден МПР РФ 25.10.2010г.). После последнего утверждения в ГКЗ в 2010 г. запасы трижды оперативным путем пересчитывались по

результатам эксплуатационного бурения. Последний оперативный пересчет запасов углеводородов выполнен в 2015 г. [4]. Работа выполнена на основе вновь пробуренных 42 эксплуатационных скважин и семи горизонтальных стволов. После предыдущего ОПЗ 2013 г. выполнена обработка и интерпретация трех объединенных сейсмических кубов 3Д, позволившая уточнить стратиграфическое положение кровли и подошвы пласта на участках, где прежде были состыкованы данные 3Д X куба и профильные данные 2Д. В результате ОПЗ уточнены нефтенасыщенные толщины и границы залежи пласта Ю₁¹.

Запасы нефти и растворенного газа утверждены ФАН (Протокол № 03-18/452-пр от 20.08.2015 г.) с рекомендацией постановки на баланс по состоянию на 01.01.2016 г.

По состоянию на 01.01.2016 г. на балансе РФ числится запасы нефти по категориям ВС₁+С₂. Начальные запасы нефти кат. ВС₁ составляют в целом по месторождению геологические/извлекаемые 24962/8738 тыс.т, кат. С₂ – 829/290 тыс.т.

Вновь подсчитанные в 2015 г. запасы нефти составили, геологические/извлекаемые: кат. ВС₁ – 29450/10308 тыс.т, кат С₂ – 1051/368 тыс.т.

В целом по месторождению произошло увеличение начальных запасов нефти (геологические/извлекаемые) по сумме категорий ВС₁+С₂ на 4710/1648 тыс.т, в том числе: запасы категории ВС₁ увеличились на 4488/1570 тыс.т, или на 18 %, запасы категории С₂ увеличились на 222/78 тыс.т, или на 26.8 %. Увеличение запасов произошло, в основном, за счет увеличения площади нефтеносности и уточнения нефтенасыщенных толщин, которые изменились в сторону увеличения. Коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, пересчетный и плотность нефти не изменились.

Подсчетные параметры и запасы нефти и растворенного газа пласта Ю₁¹ X месторождения, полученные в результате оперативного пересчета 2015 г., представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа X месторождения

Пласт	Категория запасов	Зона	Площадь, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объём нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.е.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	КИН	НИЗ нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы растворенного газа, млн.м ³		
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						Геологические	Извлекаемые	
	ООО"Газпромнефть-Восток" (X)															
Ю1-1	В	НЗ	25 355	11.1	280 903	0.15	0.53	0.746	0.834	13 894	0.35	4863	125	1737	608	
	В	ВН	637	11.4	7 262	0.15	0.53	0.746	0.834	359	0.35	126	125	45	16	
	итого В			25 992	11.1	288 165					14 253		4 989		1 782	624
	С1	НЗ	13 511	7.9	106 253	0.15	0.53	0.746	0.834	5 255	0.35	1839	125	657	230	
	С1	ВН	10 746	6.8	72 943	0.15	0.53	0.746	0.834	3 608	0.35	1263	125	451	158	
	итого С1			24 257	7.4	179 196					8863		3102		1108	388
	В+С1	НЗ	38 866	10.0	387 156						19 149		6 702		2 394	838
	В+С1	ВН	11 383	7.0	80 205						3 967		1 389		496	174
	итого В+С1			50 249	9.3	467 361						23 116		8 091		2 890

3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

3.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Анализ структуры фонда скважин

Месторождение введено в пробную эксплуатацию в 1997 году (протокол ЦКР № 1673).

На 01.01.2017г. в действующем фонде X месторождения находится 169 скважин: 122 добывающая, 47 нагнетательных. Фонд ликвидированных скважин составляет 4 единицы, в бездействии 16 единиц. По своему проектному назначению все ликвидированные скважины являлись поисковыми и разведочными. По состоянию на 1.01.2017 г. на X месторождении пробурена 191 скважина, в том числе 5 поисково-разведочных (№№ 295Р, 297Р, 298Р, 299Р, 301Р), 132 добывающих, 57 нагнетательных, две водозаборных (табл. 3.1). Скважина № 301Р в январе 1997 года переведена в добывающий фонд, остальные скважины были ликвидированы по геологическим причинам.

Таблица 3.1- Состояние пробуренного фонда X месторождения на 01.01.2017г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	189
	Всего	132
	Действующие	122
	Бездействующие	6
	Ликвидированные	4
Фонд нагнетательных скважин	Переведены под закачку	57
	Всего	57
	Под закачкой	47
	Бездействующие	10
Фонд водозаборных Скважин	Пробурено	2
	Всего действующих	1
Всего скважин		191

Добывающий фонд

Действующий фонд добывающих скважин составляет 122 скважины (рис 3.1). Все скважины механизированы насосами ЭЦН.

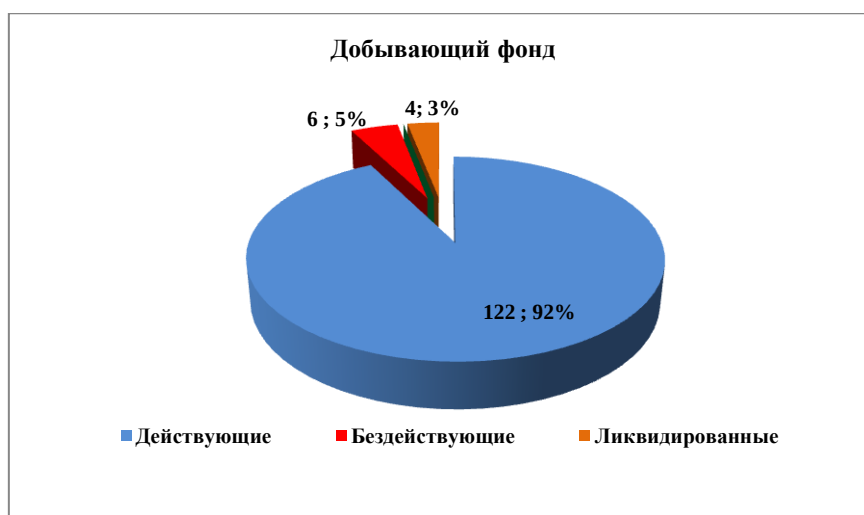


Рисунок 3.1 – Распределение фонда добывающих скважин по состоянию на 01.01.2017г.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин за 2016 год составил 0,973.

В настоящее время X месторождение находится на III стадии разработки: падение темпов добычи нефти. Средний текущий дебит по нефти составляет 14,2 т/сут, варьируя по скважинам от 1,3 до 45,8 т/сут. Текущий дебит по жидкости находится в диапазоне от 4,2 до 208,6 т/сут, в среднем составляя 30,9 т/сут. В настоящее время 22% скважин работает с дебитом нефти меньше 5т/сут (таблица 3.2); 21% скважин работают с дебитом от 5 до 10 т/сут; 34% скважин работают с дебитом от 10 до 20 т/сут, 21 % скважин – от 20 до 40 т/сут и по 2% скважин работают с дебитом более 10 т/сут.

С обводненностью продукции < 10% эксплуатируется 5% скважин действующего фонда, от 10 до 30% - 20% скважин, от 30 до 60% -38% скв., от 60 до 80% -19% скв., и, с обводненностью > 80% в эксплуатации находится 18% скважин.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г. приведено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам и обводненности

Qн, т/сут.	Кол-во скв.	%	Qж, т/сут.	Кол- во скв.	%	% H ₂ O	Кол- во скв.	%	НДН, тыс.т.	Кол-во скв.	%
<5	27	22	<10	10	8	<10	6	5	<5	44	25
5-10	26	21	10-30	65	54	10-30	24	20	5-10	31	17
10-20	41	34	30-50	37	31	30-60	46	38	10-30	69	39
20-40	25	21	50-100	6	5	60-80	23	19	30-60	30	17
>40	2	2	>100	3	2	80-98	22	18	>60	4	2
ИТОГО	121		ИТОГО	121		ИТОГО	121		ИТОГО	121	

Нагнетательный фонд

В нагнетательном фонде скважин числится 47 действующих скважин(рис 3.2), работающих со средней приемистостью 90 м³/сут. Бездействующий фонд ППД – 10 скважин.

Все скважины остановлены по причине низкой приемистости на зимний период



Рисунок 3.2 – Распределение фонда нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2017г.

Вывод: действующий эксплуатационный фонд на 01.01.2017 г. составил – 169 скважин, 16 скважин находятся в бездействующем фонде.

45 добывающих скважин (37 %) работают с обводненностью продукции выше 60%.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на 01.01.2017 г. составляет 0,972, коэффициент использования – 0,945, нагнетательного фонда – 0,974 и 0,897 соответственно.

3.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

3.2.1 Анализ технологических показателей разработки

Х месторождение открыто в 1971 г. и введено в пробную эксплуатацию в 1997 году. Разработка месторождения ведется в соответствии с проектными решениями ДТСР 2013 года [10].

На месторождении выделен один объект эксплуатации – пласт Ю₁¹. Закачка на месторождении осуществляется с 2008 года. Х месторождение находится в стадии активного разбуривания продуктивной залежи.

Всего на месторождении на 01.01.2017 года из пласта Ю₁¹ добыто 3165 тыс.т. нефти, 5340 тыс.т. жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов кат. В+С₁составляет 30,7%, текущий коэффициент нефтеизвлечения -0,107. Фактическая обводненность продукции составила 54,2 %.

Разработка месторождения осуществлялась с 1997 года одной разведочной скважиной № 301 в режиме сезонной эксплуатации в условиях отсутствия нефтепровода. Эксплуатация велась в зимнее время в течение 3-4 месяцев. Накопленная добыча нефти на месторождении в первые годы составляла от 128 до 1008 т. Скважина работала практически безводной нефтью со средним дебитом 11,7 т/сут.

В 2003 году продуктивная залежь разрабатывалась одной скважиной в течение всего 13 дней.

В 2002, 2004 -2005 годах добыча нефти на месторождении не проводилась ввиду отсутствия обустройства.Активное бурение на месторождение ведется с 2006 года: за 2006 г. на месторождении пробурено 7 эксплуатационных скважин. Две из пробуренных в декабре 2006 г скважин (№№ 167,185) были введены в разработку. Освоение остальных скважин осуществлялось в 2007 г. после сдачи в эксплуатацию нефтепровода.

Основные показатели разработки объекта Ю₁¹ представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Технологические показатели разработки X месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Дебит нефти, т/сут	Накопл добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Дебит жидкости, т/сут	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³	Действ фонд доб. скв.	Действ фонд нагн. скв.
2000	1	12.4	1	1	12.7	1	3.4	0	0	0
2001	1	18.6	2	1	19.9	2	4.9	0	0	0
2002	1	8.0	3	1	8.0	3	0	0	1	0
2003	1	7.4	3	1	7.4	4	0	0	1	0
2004	2	19.4	5	2	19.4	5	0	0	1	0
2005	0	0.0	5	0	0.0	5	0	0	1	0
2006	0	4.1	5	0	4.1	5	0	0	0	0
2007	0	0.0	5	0	0.0	5	0	0	0	0
2008	0	0.0	5	0	0.0	5	0	0	0	0
2009	1	24.5	7	2	26.9	7	8.9	0	3	0
2010	75	51.0	81	89	62.3	96	16.4	0	10	0
2011	116	28.1	197	133	32.2	229	12.9	130	12	2
2012	193	32.4	390	238	40.0	467	18.9	270	22	4
2013	412	27.8	803	573	38.8	1040	28.0	787	60	19
2014	624	24.1	1427	905	35.3	1945	31.0	1316	88	29
2015	583	18.3	2010	994	31.3	2939	41.4	1346	93	42
2016	570	16.5	2580	1131	32.8	4071	49.6	1393	108	45
2017	585	14.4	3165	1270	31.3	5341	54.0	1589	122	47

Ввод в эксплуатацию дополнительных добывающих скважин увеличил добычу нефти на месторождении. На конец 2006 г. в действующем фонде месторождения находились три добывающие скважины: №№ 301Р, 167, 185. Годовая добыча нефти составила 1,5 тыс.т. при обводненности продукции 13%. Относительно высокие дебиты нефти (скважины вступали в эксплуатацию без ГРП) связаны тем, что разбуривание залежи велось в центральной ее части в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин при относительно высоких физико-емкостных характеристиках коллекторов и хорошей энергетике пласта.

Активная фаза бурения начата в 2007 году: в разработку введено 7 новых скважин. На скважинах, выходящих из бурения в 2007 году, началось проведение ГРП на месторождении, как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин, в результате чего среднесуточный дебит нефти по скважинам вырос более чем в два раза (с 25 до 52 т/сут). Всего в 2007 году было проведено 10 операций ГРП, после которых дебиты по всем скважинам возрастали, что свидетельствует о высокой эффективности данного вида ГТМ.

На месторождении продолжалось интенсивное бурение скважин: в течение 2008 года в эксплуатацию было введено восемь новых скважин. Суточный дебит нефти по новым скважинам составил 12 т/сут, тем не менее, по переходящему фонду дебит нефти составлял более 28 т/сут. Низкие дебиты нефти по новым скважинам обусловлены, прежде всего, тем, что в течение 2008 года на скважинах не выполнялись операции ГРП. Все скважины сразу вступали в эксплуатацию при помощи ЭЦН. Операции по ГРП были выполнены в течение февраля-марта 2009 года. Резкое снижение дебитов жидкости скважин в первый месяц работы после ГРП обусловлено недостаточно эффективной системой ППД.

Таким образом, основным фактором снижения продуктивности скважин является энергетика пласта, т.к. пластовое давление по залежи, и особенно в зоне отборов, неизменно падает.

Разработка месторождения по апрель 2008 года велась без поддержания пластового давления. В апреле 2008 года под нагнетание была переведена скважина 185. Среднесуточная приемистость скважин в 2008 году составила 422 м³/сут.

В 2009-2015 гг. на месторождении продолжается интенсивное эксплуатационное бурение. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Продолжается формирование системы ППД:

первоначально реализовывалась очагово-избирательная система, по мере разбуривания происходит трансформация в площадную (семиточечную) систему заводнения. Разработка пласта ведется на упруго-водонапорном режиме, забойные давления добывающих скважин в среднем составляют 5-7 МПа.

В 2016 г. на месторождении введено 26 новых скважин, в т.ч.: ННС - 20 скв (2 ППД); ГС с МГРП - 5 скв; ГРП - 1 скв. Средний дебит новых скважин - 28,1 т/сут (рис. 3.3-3.4). Средняя приемистость скважин составляет 90 м³/сут (46 % скважин нагнетательного фонда имеют тенденцию снижения приемистости, что вероятно связано с превышением КВЧ закачиваемого агента в несколько раз). Необходимо проведение детального анализа лабораторных исследований закачиваемой воды.

Всего в 2016 году на X месторождении добыто 585 тыс.т. нефти, 1261 тыс.т. жидкости. Закачано 1688 м³ воды. Обводненность продукции составила 54%, отбор от НИЗ - 30,7%, КИН - 0,107 д.ед.

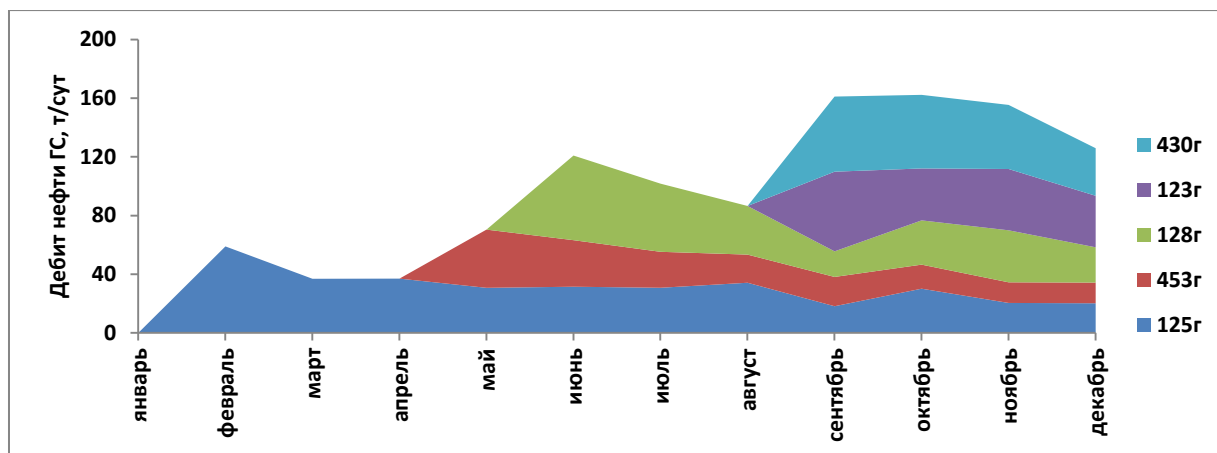


Рис. 3.3 – Дебиты нефти горизонтальных скважин объекта Ю₁¹

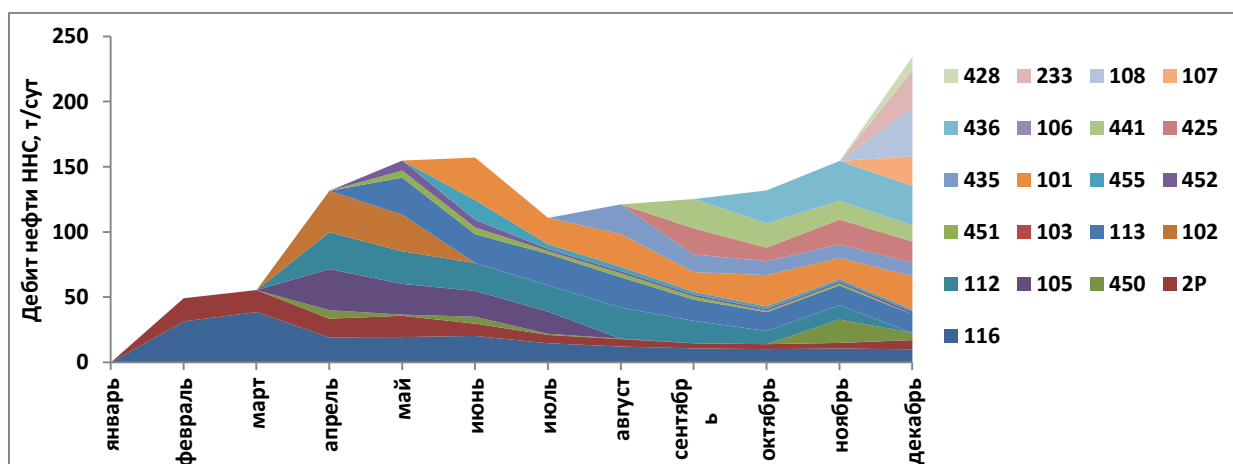


Рисунок 3.4 – Дебиты нефти ННС объекта Ю₁¹

Впервые на месторождении реализована программа ВПП на 19 скважинах, с эффектом 7,1 тыс.т.

Наибольшие потери базовой добычи нефти (-39,4 тыс.т.) связаны со снижением добычи жидкости. Основные потери по жидкости приходятся на скважины, пробуренные в 2015г. и перешедшие в «базу» в 2016 году.

Причиной является длительный выход на режим новых скважин и запаздывание формирования система ППД.

Потери за счет обводненности -20,5 тыс.т. Одной из причин является приближение ФНВ к добывающим скважинам. Необходимо проведение ПГИ на источники обводнения.

3.2.2 Режимы эксплуатации добывающих скважин

На 01.01.2017г. весь добывающий фонд объекта Ю₁¹ эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). Среднее забойное давление по всему фонду составляет около 5,5МПа, что ниже давления насыщения (11,2 МПа).

Проектным документом предусмотрена эксплуатация скважин на забойных давлениях 7,5МПа.

3.2.3 Энергетическое состояние эксплуатационных объектов

Поддержание пластового давления на месторождении начато в 2008 году закачкой воды в пласт. По пласту Ю₁¹ проектными документами предусматривалась площадная система заводнения, которая реализуется по мере разбуривания залежи и перевода скважин под нагнетание. Начальное пластовое давление по пласту Ю₁¹ составляло 26,4 МПа (рис.3.5). Заметное снижение уровня пластового давления начинается с 2007 года вместе с активным вводом скважин из бурения. Несмотря на организацию ППД в 2008 году, по залежи не наблюдается стабилизации пластового давления. Закачка велась в две нагнетательные скважины, расположенные в центральной части залежи (очагово-избирательное заводнение). В 2009 году под закачку переводятся еще две скважины, в результате наблюдается стабилизация и к середине года даже некоторое повышение пластового давления, после чего вследствие значительных отборов жидкости пластовое давление опять начинает снижаться. Стабилизация и повышение пластового давления наблюдаются в 2010 году, когда под закачку дополнительно было переведено 15 скважин, и в разбуренной зоне стала формироваться система разработки.

Всего в нагнетательном фонде по состоянию на 01.01.2017 г. числится 57 скважин. На конец отчетного года пластовое давление по залежи в среднем

составляло 25,3 МПа, что на 4% ниже первоначального. В зонах отборов пластовое давление составляет 23,5 МПа.

Вместе с тем, по данным ГДИС по некоторым зонам отмечается снижение $R_{пл}$ до 100 атм. По ряду ячеек в южной зоне необходимо проведение работ по регулированию закачки.

Текущая компенсация отборов – 103%, накопленная – 95%.

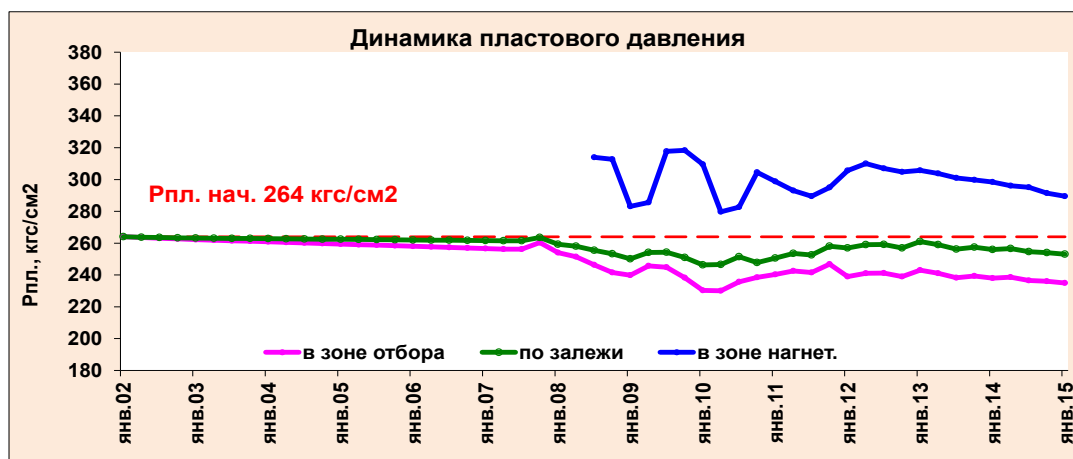


Рисунок 3.5 – Динамика пластового давления объекта Ю₁¹ X месторождения

3.2.4 Анализ забойного давления

Среднее забойное давление (рис.3.6) в добывающих скважинах составляет 5,8 МПа (интервал изменения 2,6 – 23,0 МПа).

Среднее давление на устье нагнетательных скважин 20 МПа.

Действующим проектным документом рекомендовано минимальное значение забойного давления 7,5 МПа.

Предельное минимальное значение забойного давления было определено расчётным путём и условиями прочности крепления скважин, механическими свойствами пласта (смыкание трещин, разрушение слабосцементированного пласта), конусообразования подошвенной воды и недопущения выделения растворенного газа из нефти, срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа и др. Критическими факторами для ограничения забойного давления являются условия минимизации «конусообразования» подошвенной воды, выделения растворённого газа из нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

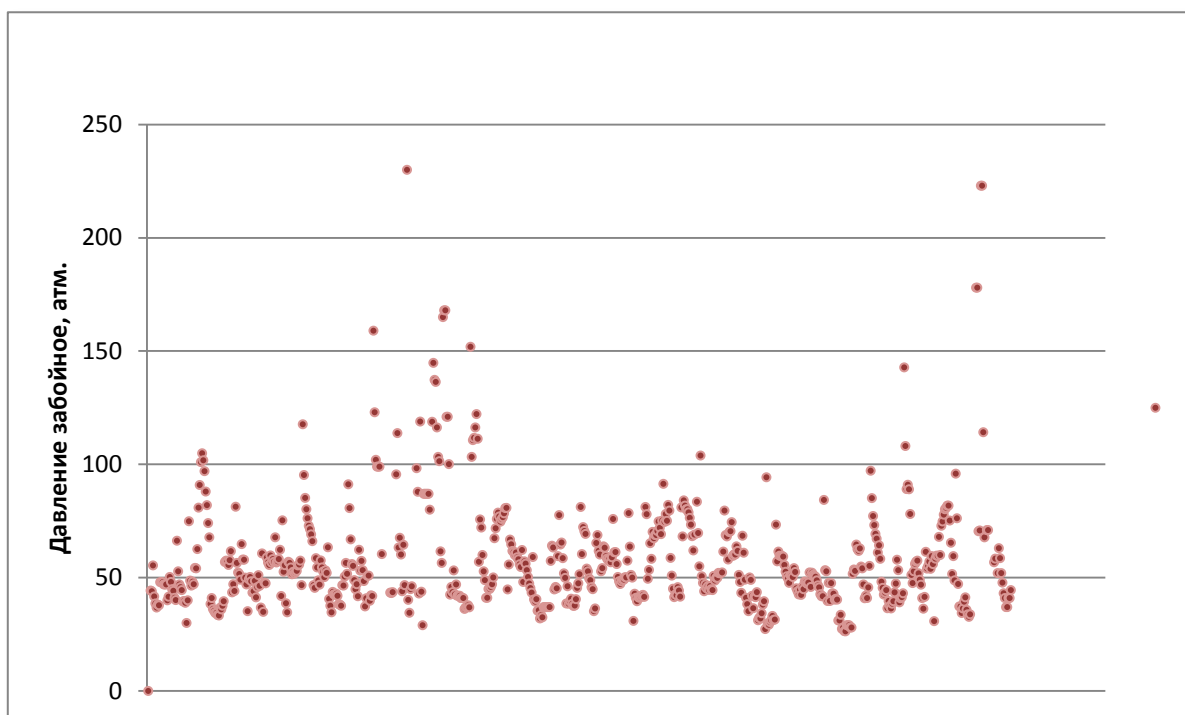


Рисунок 3.6 – Замеры забойного давления по скважинам за 2016 год

Система поддержания пластового давления на месторождении оказывает положительное влияние на энергетику пласта. В целом, пластовое давление снижено незначительно по сравнению с первоначальным (4%). В зонах активных отборов в южной части залежи наблюдается заметное снижение пластового давления. Недропользователь ведет активные работы по ускорению формирования системы ППД. Однако, в зонах нового бурения необходимо уменьшать время отработки нефтяных скважин и осуществлять перевод в ППД для доформирования существующей системы заводнения. В настоящем проекте намечена адресная программа по усилению системы заводнения.

Анализ режимов скважин показывает, что часть добывающего фонда эксплуатируется с забойными давлениями ниже рекомендованных (7,5 МПа). Для минимизации рисков конусообразования подошвенной воды и разгазирования пластовой нефти в призабойной зоне необходимо не допускать дальнейшего снижения $R_{заб.}$ по скважинам, работающим на критических значениях. По новым скважинам необходимо придерживаться проектных режимов эксплуатации.

Таблица 3.4 – Основные показатели по выработке запасов эксплуатационного объекта X месторождения на 1.01.2017г

Показатели	Ед.изм.	Ю ₁ ¹
Геологические запасы нефти (кат. ABC ₁)	тыс.т	29450
Извлекаемые запасы нефти (кат. ABC ₁)	тыс.т	10308
Утвержденный КИН (кат. ABC ₁)	д.ед.	0,350
Текущие геологические запасы нефти (кат. ABC ₁)	тыс.т	26285
Текущие извлекаемые запасы нефти (кат. ABC ₁)	тыс.т	7143
Текущий КИН (кат. ABC ₁)	д.ед.	0,107
Отбор от НИЗ (кат. ABC ₁)	%	30,7
Темп отбора от НИЗ (кат. ABC ₁)	%	5,7
Темп отбора от ТИЗ (кат. ABC ₁)	%	8,1
Добыча нефти за 2016г.	тыс.т	585
Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г.	тыс.т	3165
Накопленная добыча жидкости на 01.01.2017 г.	тыс.т	5340
Среднегодовая обводненность	%	54,2
ВНФ накопленный	д.ед.	0,69
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	121
Кол-во скважин, пребывавших в эксплуатации	шт.	183
Накопленная добыча нефти на 1 скв.	тыс.т	17,3
Кратность запасов	лет	12

52% скважин добывающего фонда обеспечивают 80% суточной добычи по месторождению. Накопленные отборы по скважинам (рис. 4.22) варьируют в широких пределах и зависят как от геологических условий, так и от времени ввода скважин в эксплуатацию.

3.4 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки

X месторождение открыто в 1971г. и ведено в пробную эксплуатацию в 1997 году. Действующим проектным документом является ДТСР протокол ЦКР № 5901 от 26.12.2013. В отчете проведен анализ выполнения проектных решений, принятых в работе «Дополнение к технологической схеме разработки X месторождения», уточнение технологических показателей разработки и составление рекомендаций по оптимизации системы разработки.

Анализ эффективности системы разработки месторождения выполнен последующим основным направлениям: выделение эксплуатационных объектов; плотность сетки скважин; система поддержания пластового давления (ППД); интенсивность системы воздействия (соотношение добывающих и нагнетательных скважин); способ эксплуатации; выполнение проектных решений и достижение запроектированных технологических показателей разработки и коэффициента извлечения нефти.

Выделение эксплуатационных объектов

На X месторождении выделен один объект разработки - пласт Ю₁¹. Пласт литологически представлен переслаиванием песчаника, аргиллита и алевролита,

имеет сложное геологическое строение, изменчив по латерали и разрезу. Залежь нефти пластовая, сводовая, экранированная на северо-восточном и восточном участках зонами литологического замещения. Месторождение относится к категории мелких, характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пласта-коллектора.

Плотность сетки скважин

На данном этапе разработки месторождения, в условиях продолжающегося разбуривания эксплуатационными скважинами в краевых зонах залежи (система разработки окончательно сформирована), оценить фактическую эффективность принятой к реализации плотности сетки скважин можно положительно. Анализ выработки запасов нефти показывает, что при разбуривании залежи при применении МУН существует высокая вероятность достижения проектной величины нефтеотдачи. В данном случае можно обратиться к опыту разработки месторождений с аналогичными геологическими свойствами продуктивных пластов.

В промысловой практике разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири наибольшее распространение получили и показали свою эффективность площадные системы разработки с плотностью сеток скважин 16 - 36 га/скв. (Крапивинское, Харампурское, Угутское, Киняминское и др. месторождения).

Основываясь на теории и практике разработки аналогичных продуктивных отложений, принятые к реализации геометрия и плотность сетки скважин (25 га/скв.) на X месторождении следует оценивать как оптимальную.

Система поддержания пластового давления (ППД)

Месторождение находится в стадии стабилизации темпов добычи нефти. С 2008 года на месторождении организована система ППД после ввода под закачку очаговой скважины 185. На начало 2010 года в нагнетательном фонде числилось всего четыре действующих скважины. Таким образом, в течение первых двух лет заводнение имело избирательно-очаговый характер - бурение эксплуатационных скважин проводилось не по элементам площадной системы разработки, а с целью наибольшего охвата по площади для дальнейшего доизучения залежи. По залежи отмечается ухудшение энергетического состояния пласта, что ведет к потерям в добыче нефти. По мере наращивания темпов эксплуатационного бурения перевод скважин под нагнетание в целом соответствует проектной системе разработки, хотя по некоторым элементам наблюдается отставание в системе ППД (прежде всего это районы нового бурения).

Всего на начало 2017 года под закачкой находится 57 скважин.

Коэффициент эксплуатации скважин нагнетательного фонда на 01.01.2017 г. составляет 0,974, коэффициент использования - 0,897. Скважины с низкой приемистостью в зимний период останавливаются.

Всего в пласт закачено 6831 тыс. м³ воды (в т.ч. 2504 тыс.м³ подтоварной и 1345 тыс.м³ пластовой сеноманской). Текущая приемистость скважин составляет 90 м³/сут. Накопленная компенсация отборов закачкой составила 95%, текущий показатель – 99%(рис 3.7).

В 2017 г планируется перевести в ППД девять скважин в районах нового бурения.

Своевременное формирование системы ППД в районах нового бурения позволит минимизировать потери добычи за счет энергетики пласта.

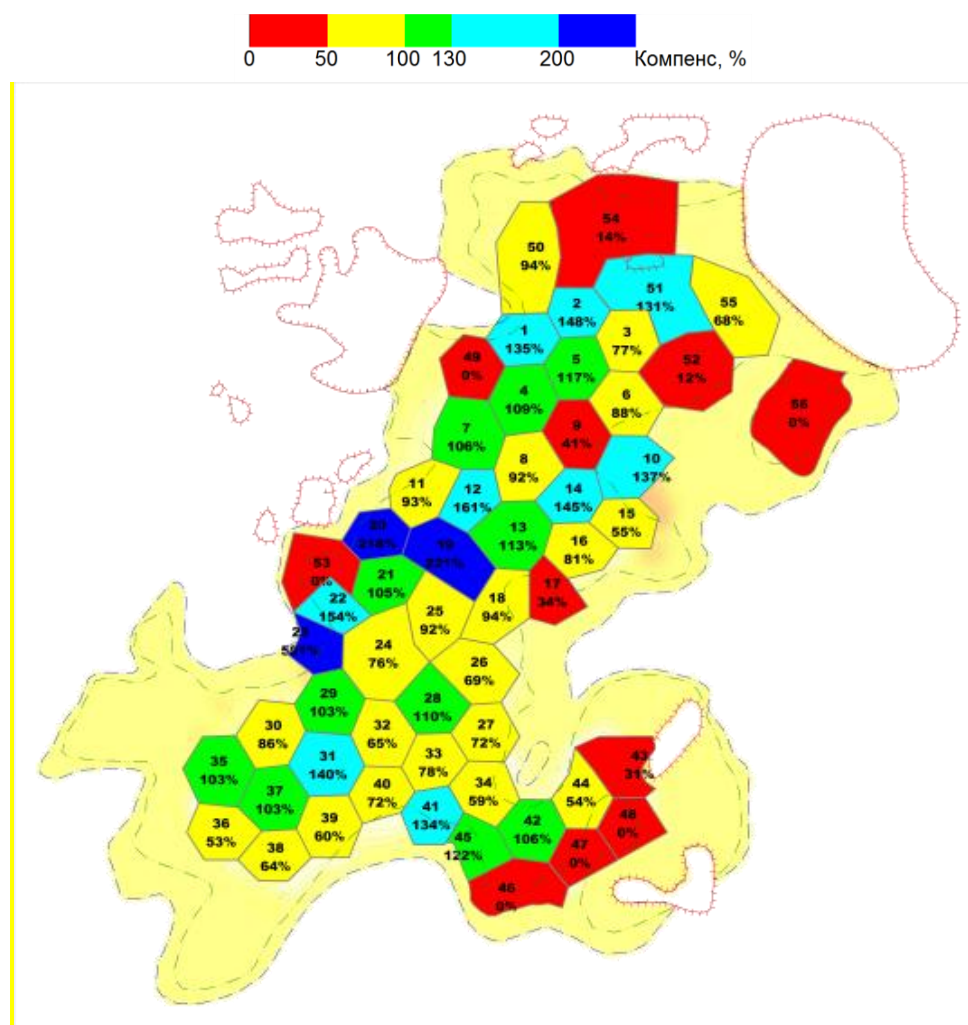


Рис. 3.7 - Накопленная компенсация по ячейкам по состоянию на 01.01.2017 по объекту Ю₁¹Х месторождения

Эффективность системы ППД на месторождении оценивается изменением энергетики пласта и, как следствие, увеличением отборов скважин. Очевидно, что система ППД на залежи сформирована не окончательно: юго-восточная часть залежи недостаточно охвачена заводнением. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным составляет примерно 2,2:1, что соответствует проектной системе (семиточечная обращенная). Таким образом, текущая компенсация отборов, приближающаяся к 100% в целом по залежи, распределена по площади неравномерно: в центральных частях наблюдается незначительная перекомпенсация, а перевод скважин под закачку в районах нового бурения идет с запозданием.

Положительное влияние закачки на динамику дебитов жидкости носит неповсеместный характер - по скважинам, наиболее удаленным от зон нагнетания, идет снижение дебитов жидкости, напрямую связанное с отборами.

Способ эксплуатации

Нефтяные скважины X месторождения эксплуатируются механизированным способом с помощью установок ЭЦН.

Ввиду низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора на всех скважинах выполняются операции большеобъемного ГРП, как одного из самых эффективных методов повышения нефтеотдачи. Применяемые профили и конструкции скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин на X месторождении являются апробированными для условий данного месторождения и практически не вызывают осложнений. Месторождение полностью обустроено с точки зрения системы сбора, учета и подготовки продукции скважин.

Выводы:

–По состоянию на 01.01.2017 г. X месторождение находится в промышленной разработке – III стадия разработки;

–Дебиты вновь вводимых скважин неуклонно снижаются по геологическим причинам (бурение в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин закончено);

–Наибольшие потери базовой добычи связаны с энергетикой пласта и прогрессирующим обводнением скважин, одной из причин которого является приближение фронта нагнетаемой воды к добывающим скважинам;

–Эксплуатационный фонд скважин составляет 185 единиц;

–Выработка запасов составила 31%, текущий КИН – 0,107;

–Система разработки на месторождении является практически сформированной - в зонах активного бурения перевод скважин в ППД не соответствует проектным решениям.

Проблемы:

- Геологическая изменчивость пласта;
- Продвижение ФНВ по отдельным скважинам;
- Запаздывание формирования системы ППД в районах нового бурения;
- Снижение приемистости нагнетательных скважин.

Перспективы:

- Бурение в краевых зонах;
- Выполнение ГРП на базовом фонде;
- Проведение программы исследований, направленных на выявление причин обводнения добывающего фонда и снижения приемистости нагнетательных скважин;
- Программа реализации геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание базовой добычи (ВПП, ОПЗ, оптимизация скважин и регулирование закачки);
- Создание программы комплексного управления разработкой на основе концептуального геолого-гидродинамического моделирования.

4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

4.1 Применение ГТМ на X месторождении

Добыча нефти на X месторождении ведется с 1997 г. За рассматриваемый период (2001-2006 гг) X месторождение разрабатывалось в основном одной действующей скважиной № 301р, которая эксплуатировалась фонтанным способом.

За рассматриваемый период (на 01.01.2007г) геолого-технические мероприятия на X месторождении не проводились. В 2006 год пробурено 10 эксплуатационных скважин, две из которых были введены в конце 2006 г. Это скважины № 167 и № 168, которые были запущены в декабре 2006 г.

Геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия на X месторождении.

При разработке нефтяных месторождений применяют различные методы воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленные на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти.

При выборе технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт и интенсификации добычи нефти, максимально учитываются геолого-физические параметры пластов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и физико-химические свойства пластовых флюидов, а так же состояние разработки залежи, оценка технологической и экономической эффективности технологий, уже испытанных и внедренных на месторождениях с подобными коллекторами.

Объект разработки X месторождения – низкопроницаемая залежь терригенного пласта Ю11+2. Залежь разрабатывается в настоящее время на естественном водонапорном режиме.

При обосновании технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта следует учитывать геолого-физические характеристики продуктивного пласта и результаты анализа разработки месторождения:

- пласт характеризуется низкой проницаемостью и сложностью строения
- добываемая продукция из залежи пласта характеризуется низкой обводненностью
- низкая степень охвата пласта выработкой запасов

Основные геолого-физические характеристики X месторождения, используемые для оценки применимости различных методов воздействия на пласт:

- средняя глубина залегания продуктивных пластов (абсолютная отметка) – 2518.9 м;
- нефтенасыщенные толщины продуктивных пластов от 2.6 до 13.6м;
- начальное пластовое давление - 26.6 МПа;
- пластовая температура – 96 °С;
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов (проницаемость коллектора по лабораторным исследованиям керна изменяется от 1.03 до 22 мдарси);
- плотность пластовой нефти- – 0.745 кг/м³;
- вязкость пластовой нефти- – 0.57 мПа·с;
- давление насыщения нефти – 10.7 МПа;
- газонефтяной фактор – 88.2 м³/т.

Выбор технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт происходит на начальной стадии проектирования, так как применение методов повышения нефтеотдачи более результативны с начала промышленной разработки залежи.

В технологической схеме разработки X месторождения, выполненной ООО «ТЕХНОЙЛ» (рук. работы Стасенков В.В.) в 2003 г. было рекомендовано применение следующих методов повышения нефтеотдачи:

- Проведение ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах (планировалось проведение 4 операций с суммарной эффективностью 43.9 тыс т нефти);
- Бурение 12 горизонтальных скважин, с суммарной дополнительной добычей нефти - 557 тыс.т;
- Физико-химические обработки призабойной зоны (ОПЗ) добывающих и нагнетательных скважин (планировалось проведение 132 операций с суммарной дополнительной добычей нефти 209.4 тыс.т нефти).

Методы повышения нефтеотдачи, предложенные в Технологической схеме разработки, были приняты ЦКР Роснедра и отражены в Протоколе № 3022 от 10.07. 2003 г.

В данной работе также предлагается применение аналогичных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти в больших объемах внедрения.

Рекомендуемые к применению технологии

Заводнение

Основным методом воздействия на пласт, обеспечивающим эффективное вытеснение нефти и поддержание пластовой энергетики пласта является заводнение. При нагнетании воды в пласт не только происходит интенсификация разработки, но и за счет увеличения давления в пласте и на забоях добывающих скважин продлевается срок их рентабельной эксплуатации.

Залежь X месторождения в настоящее время разрабатывается на естественном режиме малоэффективно, имеются значительные отклонения фактических показателей от проектных, средние дебиты по скважинам имеют тенденцию к снижению. Таким образом, учитывая геолого-физические характеристики залежи и показатели ее разработки, следует, что за счет естественной энергетики пласта не обеспечить высокую интенсивность выработки и полноту извлечения нефти. Исходя из этого, в данном проектом документе планируется перевести имеющиеся действующие скважины на механизированную добычу с поддержанием пластового давления. Поэтому, заводнение следует рассматривать в качестве основного метода воздействия для X месторождения.

Из основных методов интенсификации, повышающих нефтеотдачу пластов, воздействием на призабойную зону пласта (ПЗП) наиболее распространенными считаются:

- физико-химические кислотные ОПЗ различными реагентами
- изоляция водопритока
- гидроразрыв пласта

4.1.1 Физико-химические технологии ОПЗ химреагентами

Методы кислотных обработок призабойных зон пласта (ПЗП) для стимуляции работы скважин широко используются как в нашей стране, так и за рубежом.

Существуют следующие виды кислотных обработок ПЗП:

- соляно-кислотная обработка (СКО);
- глино-кислотная обработка (ГКО);
- глино-соляно-кислотная обработка (ГСКО);
- комплексная обработка (КОПЗ).

Комплексные кислотные обработки призабойных зон скважин

В качестве одной из основных технологий воздействия на призабойную зону пласта малодебитных скважин рекомендуется закачка кислотных составов.

Результаты лабораторных исследований, проведенных на керновом материале ряда пластов группы Ю месторождений Западной Сибири, позволяют рекомендовать для обработки добывающих и нагнетательных скважин пластов X месторождения кислотные составы с пониженным содержанием кислоты (суммарно 7-10 %) и добавками взаимных растворителей.

Снижение проницаемости ПЗП часто обусловлено отложением на поверхности порового пространства различного рода органических осадков (например, асфальтосмолопарафиновых отложений - АСПО), выделяющихся из состава нефти вследствие изменения термобарических, гидродинамических и химических условий. Часто выпадение АСПО происходит не в чистом виде, а включает в себя и неорганическую часть (окислы железа, водонерастворимые соли и др). В результате этого эффективность растворения кольматантов неорганической природы кислотными растворами резко снижается, и обработки не приводят к желаемым результатам. Поэтому, наиболее эффективно применение кислотных составы в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции.

Применение *комплексных обработок* призабойной зоны пласта увеличивает эффективность воздействия. В комплекс входят такие технологии как: гидрофобизация ПЗП, декольматация и разглинизация ПЗП, изоляционно-кислотное воздействие, а также различные модификации кислотных обработок глубокого проникновения, направленного и усиленного действия.

При использовании взаимного растворителя в кислотном составе происходит снижение межфазного натяжения на границе «нефть - закачиваемый раствор» и обеспечивается более глубокое проникновение реагентов в объем пласта. Достоинством взаимных растворителей является их абсолютная совместимость с водой и нефтью и комплексное действие на пласт, включающее повышение совместимости пластовых и закачиваемых жидкостей, предотвращение кольматации порового пространства и эффективное удаление минеральных и органических отложений. Взаимные растворители сохраняют свои физико - химические свойства в пластовых условиях, не адсорбируются на породе и не подвергаются термоокислительной деструкции.

Кислотные микроэмульсии

Большой потенциальной возможностью повышения производительности скважин обладают кислотные микроэмульсии (КМЭ). Кислотные микроэмульсии представляют собой однородные прозрачные коллоидные системы, состоящие из трех и более компонентов: поверхностно-активного вещества, кислоты и соразтворителя.

Коэффициенты стимуляции (возрастание подвижностей) по нефти и воде после обработки водонефтенасыщенных насыпных пористых сред и кернов составляют 1,5-10 и более.

С целью большего снижения межфазного натяжения КМЭ на границе с нефтью в КМЭ может вводиться катионоактивный ПАВ. При этом значение межфазного натяжения составляет 0,1-0,01 мН/м. Добавление КПАВ рекомендуется производить непосредственно в соляную кислоту перед приготовлением КМЭ.

Технологии применимы для широкого диапазона пластовых температур, давлений, состава флюидов и породы. Она эффективна для обработок как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Технология ОПЗ скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах глинокислотными растворами

Механизм предлагаемой технологии воздействия основан на предотвращении снижения абсолютной проницаемости пористой среды благодаря увеличению фазовой проницаемости для воды или нефти и уменьшения набухаемости и стабилизации глины за счет применения КПАВ.

При смешении КПАВ с раствором глинокислоты происходит их взаимодействие, которое заканчивается через 1-2 часа. В результате этого взаимодействия снижается межфазное натяжение на границе раздела с нефтью. При закачке раствора в призабойную зону скважины изменяются коллекторские свойства призабойной зоны, и за счет этого увеличивается приемистость скважины.

Технология ОПЗ скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах глинокислотными растворами и гидрофобизации призабойной зоны пласта добывающих скважин

Снижение продуктивности добывающих скважин за счет наличия капиллярно удерживаемой воды в призабойных зонах является серьезной проблемой в нефтедобыче. При освоении скважин нефть зачастую оказывается не в состоянии

преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в порах призабойной части пласта, и скважина становится бесприточной или низкодебитной.

Сущность технологии обработки сводится к последовательной закачке и продавке в пласт кислотного раствора, водоудаляющей композиции и гидрофобизирующей композиции с последующей выдержкой ее в пласте для адсорбции и закрепления на поверхности пористой среды в течение 24 часов с последующим запуском скважины в работу.

Обработки призабойных зон добывающих скважин гидрофобизирующим составом могут быть проведены на различных стадиях работы скважин: освоении, глушении, в период ремонтов.

Гидрофобизирующий состав для конкретных геолого-промысловых условий выбирают и уточняют по результатам предварительных лабораторных исследований.

По результатам испытаний состава гидрофобизирующей композиции в технологических операциях может быть уточнен выбор растворителей и концентрация гидрофобизатора, но последовательность закачки реагентов должна строго соблюдаться во избежание нарушения технологического режима и ликвидации эффекта от гидрофобизации.

Преимущество данной технологии по сравнению с другими физико-химическими методами интенсификации работы скважин заключается в том, что ее применение позволяет не только удалить капиллярно удерживаемую воду из призабойной зоны пласта, но и предотвратить ее последующее повторное накопление.

4.1.2 Потокоотклоняющие технологии

Для повышения охвата пласта процессом заводнения и изоляции обводнившихся пропластков, используют потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Механизм воздействия ПОТ заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи. В качестве потокоотклоняющих технологий применяются дисперсные, полимер-дисперсные, эмульсионно-дисперсные композиции, гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, эмульсионные системы, осадкообразующие и комплексные составы.

Использование потокоотклоняющих технологий может явиться одним из путей повышения эффективности заводнения на X месторождении на более поздней

стадии разработки. На данном же этапе освоения месторождения для обоснования применения ПОТ необходимо проведение дополнительных экспериментальных исследований и опытно-промышленных работ по внедрению технологий.

4.1.3 Бурение горизонтальных скважин

Бурение горизонтальных скважин (ГС) является одной из эффективных, широко применяемых в настоящее время технологий увеличения нефтеотдачи.

На сегодняшний день на месторождениях России и за рубежом накоплен значительный опыт применения горизонтальных скважин. Проведена большая работа по определению и обоснованию критериев применимости для эффективной разработки с помощью ГС. Согласно этим критериям, ГС могут применяться в случае наличия продуктивных пластов со средней нефтенасыщенной толщиной, высокопроницаемых пластах, в зонах, подстилаемых подошвенной водой. Объект разработки X месторождения - залежь ЮС₁ характеризуется низкой проницаемостью, высокой степенью анизотропии. Считаем, что здесь существует возможность бурения ГС с оптимальной для этих условий длиной горизонтального ствола и проведением гидроразрыва пласта с целью вовлечения низкопроницаемых участков пласта в разработку. Вопрос бурения горизонтальных скважин на X месторождении требует детального моделирования и определения технико-экономической эффективности их применения.

Рекомендуемые объемы внедрения геолого-технических мероприятий
для эффективной разработки X месторождения

— ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах месторождения. Предлагается реализация 76 мероприятий. Таким образом, ГРП охватит весь фонд скважин X месторождения. Планируемый прирост добычи нефти – 1099 тыс.т или 14.5 тыс.т на 1 скважино-операцию. Прирост КИН за счет гидроразрыва пласта составит 0.074 д. ед.

— Бурение горизонтальных скважин. Планируемое количество - 18 горизонтальных скважин. Планируемая добыча нефти за счет эксплуатации ГС – 524 тыс. т. Прирост КИН за счет использования ГС на месторождении составит 0.035 д. ед.

— Физико-химические методы ОПЗ нагнетательных и добывающих скважин и применение потокоотклоняющих технологий. Проектный объем работ –

112 обработок. Проектный уровень дополнительной добычи нефти – 72.4 тыс. тонн. Прирост КИН за счет применения физико-химических методов составит 0.005 д. ед.

Таким образом, применение ГТМ на X месторождении позволит получить дополнительную добычу нефти 1695.4 тыс.т, что составит 28.4 % извлекаемых запасов.

4.1.4 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) считается наиболее эффективным методом воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, которые позволяют существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объему закачки проппанта, и, по размерам создаваемой трещины. Проведение гидравлического разрыва пласта с образованием удлиненных трещин ведет к увеличению охвата пласта воздействием и к увеличению проницаемости призабойной зоны.

Опыт разработки юрских отложений других месторождений показывает, что в условиях низких значений фильтрационно-емкостных свойств, характерных для пласта Ю¹₁, Гидравлический разрыв пласта является наиболее эффективным методом увеличения нефтеотдачи на X месторождении.

4.2 Анализ эффективности применяемых методов

1. ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах месторождения. Реализовано 76 мероприятий. Таким образом, ГРП охватило весь фонд скважин X месторождения. Фактический прирост добычи нефти – 1099 тыс.т или 14.5 тыс.т на 1 скважино-операцию. Прирост КИН за счет гидроразрыва пласта составил 0.074 д. ед.

2. Бурение горизонтальных скважин. Пробурено 18 горизонтальных скважин. Фактическая добыча нефти за счет эксплуатации ГС – 524 тыс. т. Прирост КИН за счет использования ГС на месторождении составил 0.035 д. ед.

3. Физические и химические методы ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин и применение потокоотклоняющих технологий. Объем проведенных мероприятий – 112 обработок. Уровень дополнительной добычи нефти – 72.4 тыс. тонн. Прирост КИН за счет применения физико-химических методов составил 0.005 д. ед.

Таким образом, применение ГТМ на X месторождении позволило получить дополнительную добычу нефти 1695.4 тыс.т., что составило 28.4 % извлекаемых запасов.

5 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА Х НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

5.1 Подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП

При выборе скважины для гидравлического разрыва пласта руководствуются, прежде всего, гидродинамическими характеристиками пласта, призабойной зоны скважины. При этом в случае многопластового объекта разработки, параметры определяются для каждого пласта или пропластка, вскрытого скважиной, в отдельности, посредством исследований методом установившихся отборов и проведения замеров профилей притока или закачки на каждом режиме.

Для глубоко проникающего гидроразрыва предпочтительны слабопроницаемые (до 0,05 мкм), сцементированные, крепкие породы. Предпочтительная толщина продуктивной части пласта 5-15 м. В скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократное или поинтервальное воздействие. Рекомендуется избегать разрыв в глинистых зонах, хотя наличие глинистых линз не может существенно влиять на результат разрыва пласта.

Отмечается снижение результатов гидроразрыва от степени выработки горизонтов и по месторождениям в целом. Лучшие результаты гидроразрывов в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющим более высокую нефтенасыщенность. Гидроразрыву в первую очередь подвергаются скважины, продуктивность которых меньше чем у близлежащих. Вместе с тем, если производительность малodeбитной скважины обусловлена недостатком пластовой энергии, то гидроразрыв производится в первую очередь в водонагнетательной скважине.

Гидроразрыв пласта рекомендуется производить на скважинах следующих категорий:

- скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти;
- скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- скважины, имеющие заниженный дебит по отношению к окружающим;
- скважины с загрязненной призабойной зоной;
- скважины с высоким газовым фактором для его снижения. Снижение газового фактора за счет ГРП достигается в скважинах, имеющих разгазированную область вокруг забоя;

Гидравлический разрыв не рекомендуется производить в следующих скважинах:

- в нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности;
- в скважинах с нарушенной фильтровой частью;
- в скважинах со сломом или смятием колонны;
- при недостаточной высоте подъема
- цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

В тех скважинах, в которых в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительной цементировки за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо произвести цементировку для исправления кольца, а затем уже планировать гидравлический разрыв пласта.

Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

После подбора скважины для проведения ГРП необходимо провести ряд подготовительно-заключительных работ с целью обеспечения хороших результатов ГРП:

Проведение геофизических исследований на скважине для определения:

-технического состояния эксплуатационной колонны (наличие или отсутствие негерметичности)

В интервале детальных исследований (масштаб записи 1: 200) кроме термометрии, регистрируют естественный гамма-фон (ГК), локатор лифт (ЛМ), влагометрию (ВГ), барометрию. Данные ГК и ЛМ служат для точной привязки к разрезу.

- Качества цементного кольца в интервале перфорации, а так же выше и ниже с целью выявления заколонных перстоков с помощью акустического цементомера;
- Работающих интервалов пласта с помощью термограммы, термоиндуктивной и механической дебитометрии;
- Продуктивности скважины путем замера кривых восстановления давления и восстановление уровней;
- Дебита скважины и процентное содержание воды и нефти добываемого флюида.

Снижение забойного давления и создание депрессии на пласт осуществляется с помощью компрессора.

После выдачи заключений данных геофизического материала производит спуск 3'' НКТ высокопрочных ($P_{\max} \text{ фн} = 70 \text{ МПа}$) с пакером и установку (посадку) пакера выше интервала перфорации.

Для каждой конкретной скважины рассчитывают количество жидкости разрыва и расклинивающего агента.

К жидкости разрыва предъявляются сложные требования. Это, минимальная фильтрация в пласт; пониженная вязкость в период закачивания; возможность быстрого удаления жидкости разрыва после смыкания трещины и т. д.

5.2 Оборудование, применяемое при ГРП

При проведении ГРП компания "Shlumberger" использует совершенную специализированную технику.

Устье оборудуют головкой, к которой подсоединяют линию высокого давления для нагнетания рабочей жидкости в НКТ и линию для поддержания противодавления в затрубном пространстве. Для создания противодавления в затрубье используют агрегат ЦА-320; в процессе проведения операции это давление составляет 40-70 атмосфер.

Линия высокого давления, содержащая датчики давления, предохранительные клапана и блоки манифольдов, подсоединяется к насосным агрегатам (Kenworth T-800) с триплексными трехплунжерными насосами. В насосный агрегат жидкость попадает через блендер - пескосмесительный агрегат с центробежным насосом, состоящим из гидромотора, вала, который вращает разбрасыватель песка, поступающего через воронку, а лопасти смешивают жидкость с песком и выбрасывают смесь через нагнетательную линию к насосу. Блендер может развивать скорость вращения до 1500 об/мин.

Для доставки вертикальной технологической цистерны и установки ее на площадке в вертикальном положении используется транспортно-установочный агрегат. Также для транспортировки неагрессивных жидкостей и подачи их к передвижным насосам используются автоцистерны.

В пескосмесительный агрегат подается проппант из песковоза, где смешивается с жидкостью-песконосителем.

В станцию управления через датчики, подключенные к линии высокого давления и затрубной линии, на мониторы поступает информация о давлении в

основной линии и затрубном пространстве, концентрации песка и скорости потока жидкости в линии закачки. Компьютерная программа FracCADE проводит все необходимые расчеты. Для более точного соблюдения концентрации проппанта пользуются автоматическим управлением системой открывания-закрывания ворот на воронке, через которые подается песок.

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности и коммуникации сотрудников используется радиосвязь, а операторы насосных агрегатов пользуются дистанционным управлением, которое находится в станции управления.

Перед началом работ проводится опрессовка затрубного пространства, проверка срабатывающего клапана на срабатывание, заполнение и опрессовка основной линии, после чего начинается процесс закачки жидкости в пласт.

5.3 Техничко-технологические показатели ГРП

5.3.1 Сущность и виды ГРП

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

- а) Закачка в скважину жидкости разрыва;
- б) Закачка жидкости- песконосителя;
- в) Закачка продавочной жидкости.

Многократный ГРП. При большой толщине продуктивного пласта проводят многократный ГРП.

Многократный ГРП применяют с помощью пластмассовых шариков, временно закупоривающих веществ (закупоривающий парафин), при освоении закупоривающие вещества либо растворяются в нефти, либо выносятся с водонефтяной эмульсией на поверхность.

Поинтервальный ГРП. Если одной скважиной разрабатываются несколько пластов или пропластков, то применяют поинтервальный ГРП. Такой ГРП осуществим, если эксплуатационные объекты изолированы непроницаемыми прослоями.

Для определения глубины трещины в последнюю порцию песка добавляют песок активированный радиоактивными изотопами. Сравнивая результаты гамма-каротажа до и после ГРП определяют глубину образовавшейся трещины.

При значительной толщине пласта или при наличии в скважине нескольких продуктивных горизонтов (пропластков) можно провести многократный поинтервальный ГРП путем последовательной перфорации каждого вышележащего продуктивного интервала, начиная с самого нижнего.

Рабочая жидкость ГРП замешивается на основе гуара (порошок, получаемый из бобовых растений). Гуар - длинная полимерная цепь, составленная из манозной сахарозы и галактозы, называемыми полисахаридами. В контакте с водой частицы гуара намокают и разбухают. Гуар - это природный продукт, который может содержать нерастворимые осадки. В этот гель добавляется “сшиватель”, который связывает соединенные с водой молекулы гуара в более длинный цепи, а добавляемый активатор создает ещё более длинные молекулярные цепи, вследствие чего получается рабочая жидкость большой вязкости, способная удерживать проппант в подвешенном состоянии для его транспортировки в трещину.

Гель - органическое вещество, в котором могут жить бактерии даже без наличия воздуха, и своими продуктами жизнедеятельности забивать поры в пласте, тем самым понижая его проницаемость. Для уничтожения таких бактерий в жидкость добавляют бактерицид.

В рабочую жидкость добавляют еще множество других реагентов, таких как ПАВ, стабилизаторы глин и пеногасители. На последних стадиях закачки проппанта добавляется брейкер (разрушитель), превращающий жидкость- песконоситель в воду, и проппнет, удерживающий песок в трещине.

Одним из важных мероприятий по предотвращению выноса проппанта из прискважинной трещины является добавка проппанта (стекловолокно) в проппантную упаковку. Структура сети волокон оказывается более эластичной, чем упаковка из проппанта со смоляным покрытием, и допускает сдвиговые перемещения проппанта без разрушений.

Раскрытие трещины и распределение в ней проппанта не являются единственными факторами, влияющими на проводимость трещины. Наличие полимерной корки. Концентрация полимера может возрастать от 4.8 кг/м^3 (концентрация в исходном объеме рабочей жидкости) до 60 кг/м^3 (в пластовых условиях) после обезвоживания суспензии, в трещине, за счет фильтрационных утечек в пласт на стадии её смыкания. Это серьезно ухудшает проводимость трещины.

Другим осложняющим фактором является “вдавливание” проппанта. Под “вдавливанием” понимается явление, при котором прилегающие к поверхности трещины зерна проппанта внедряются в породу, уменьшая, таким образом, эффективное раскрытие трещины. Этот процесс особенно заметно проявляется в рыхлых породах.

Оба этих явления - создание полимерной корки и “вдавливание” проппанта в породу - ведут к уменьшению проводимости трещины и, следовательно, к ухудшению продуктивности скважины.

Результаты моделирования с использованием пакета FracCADE указывают на возможность создания трещин шириной до 15 мм.

Моделирование помогает визуально оценить процесс упаковки проппанта. Технология концевое экранирование – набивка трещины в её концевой части-использует точно рассчитанный объем жидкости, необходимой. Затем следует несколько стадий закачки суспензии с постоянно повышающейся концентрацией проппанта, после чего идет продавка песка в пласт.

Идеально, каждая обработка с помощью технологии концевое экранирование должна проектироваться с использованием данных, полученных во время проведения операций мини-ГРП. Технические спецификации проекта должны включать: выбор интервала распространения трещины, геометрические параметры трещины и скважины, фильтрационно-емкостные свойства пород, тип и качество изоляции.

Для преодоления эффекта извилистости трещины, что может являться одной из причин выноса проппанта, часто требуется значительно большие объемы продавочной жидкости, даже если по результатам моделирования рекомендуется использовать небольшие объемы. Эти осложнения могут быть предотвращены правильным выбором метода перфорирования.

5.4 Проведение ГРП на скважине № X

В 2016 году на X месторождении на скважине №X куста 5в с целью интенсификации притока газа проведена пробная операция гидроразрыва пласта.

Процедура подбора скважины-кандидата для проведения ГРП на X месторождении основывалась на критериях – наличие загрязненной призабойной зоны, достаточных текущих запасов газа (и конденсата) и пластового давления на текущую дату, а также отсутствие или достаточное расстояние от продуктивных пластов до водонасыщенных пластов. Далее по всем скважинам-кандидатам была проведена ревизия технического состояния скважины на предмет сопротивления высоким давлениям при проведении работы по ГРП.

В результате проведенного отбора скважина № X была признана наиболее подходящим кандидатом для проведения ГРП. При выборе технологии ГРП были учтены особенности X месторождения.

ГРП на скважине №Х куст 5в был проведен компанией «Imperial Frac Service»

В сентябре 2016 г. Был поставлен предварительный дизайн ГРП. Дизайн ГРП предусматривал закачку подушки (жидкости ГРП) 20 м³ и 70 тонн проппанта. Всего предполагалось использовать 202 м³ жидкости. Огрпнение по массе закачиваемого проппанта было связано с избежанием риска пропыва трещины в нижележащие водоносные пласты.

При подготовке к ГРП были проведены предварительные работы – перфорация (на трубах) кумулятивными зарядами большого диаметра, спуск НКТ внешним диаметром 89 мм с пакером.

Перед проведением основного ГРП была проведена стандартная операция мини-ГРП для калибровки основных показателей ГРП – оценка градиента разрыва горной породы, эффективность жидкости ГРП, эффективность перфораций и т.д. По результатам мини-ГРП было принято решение сократить подушку с 20 м³ до 15 м³, главным образом из-за большей эффективности жидкости ГРП. Объем закачки проппанта остался неизменным – 70 тонн.

При проведении азотного ГРП в пласт было закачено 57 т проппанта, в том числе 13 т типа RCP (для уменьшения выноса проппанта при эксплуатации скважины после ГРП). Объем закачанной жидкости составил 113.3 м³, в том числе 89.9 м³ сшитого геля при проведении ГРП и мини-ГРП, и 23.4 м³ линейного геля в качестве продавки. Объем подушки при проведении основного ГРП составил 15 м³. Основные параметры созданной трещины, согласно оценке Trican well service, представлены в таблице 5.1 и на рисунке 5.5.

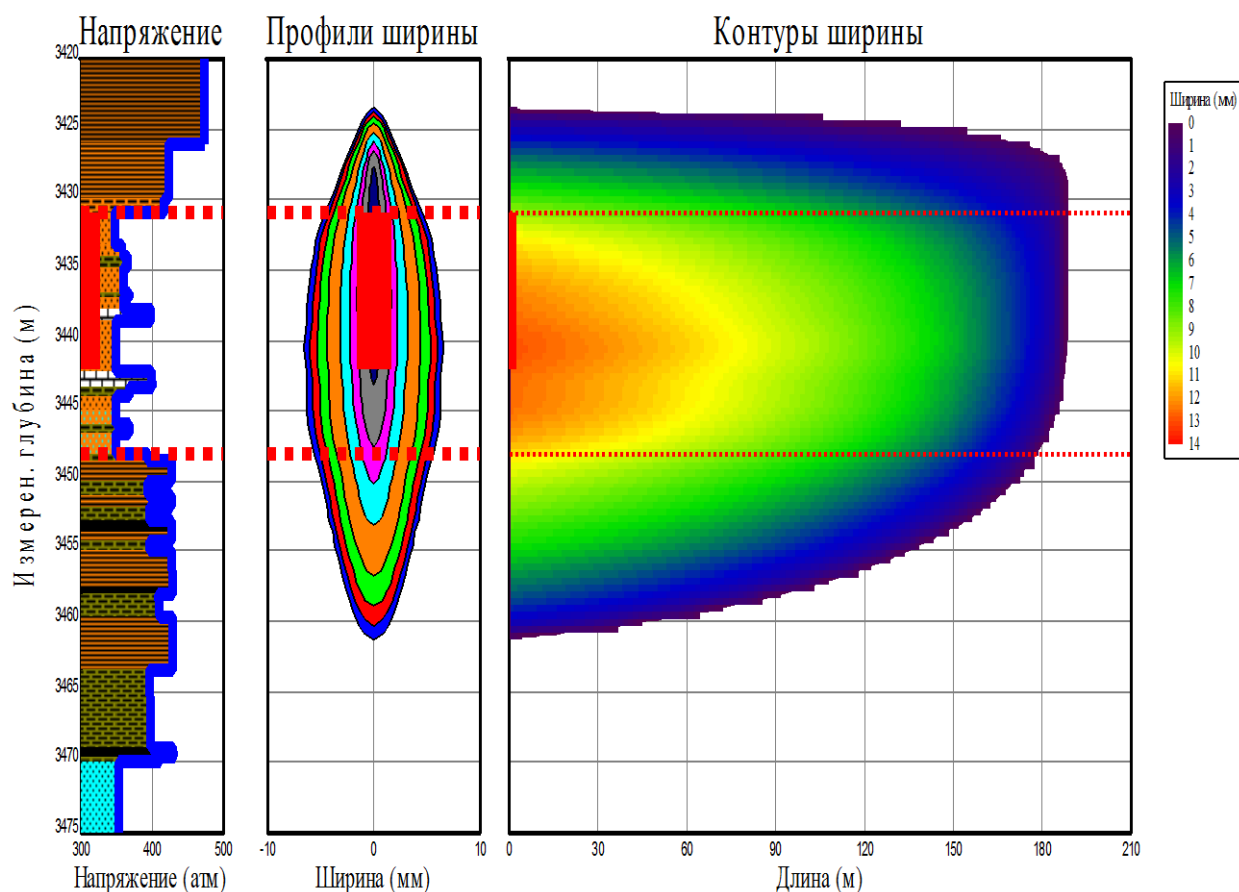


Рисунок 5.5 – Фактический профиль трещины в скв. №X

Таблица 5.1 – Основные характеристики трещины ГРП по скважине №X

Показатели	По дизайну	Размерность
Созданная длина трещины	189,1	М
Длина разрыва закрепленная пропантом	187,9	М
Средняя высота, закрепл. Пропантом	31,46	М
Средняя высота в прод. пласте	16,65	М
Макс. ширина в конце закачки	10,43	Мм
Средняя закр. ширина в трещине	4,758	Мм
Средняя закр. ширина в прод. пласте	3,771	Мм
Ср. концентрация пропанта в трещине	5,766	кг/м ²
Ср. концентрация пропанта в прод.пласте	7,654	кг/м ²
Средняя проводимость трещины	1579	мД-м
Безразмерная проводимость	7,436	
Скин-фактор после ГРП	-5,8	
Коэффициент продуктивности	0,45	
Безразмерный коэффициент продуктивности	0,84	

Скважина № X была введена в эксплуатацию в сентябре 2015 г. В разработке находятся объекты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ и Ю₂¹.

По состоянию на июнь 2016 года, из расчета с начала 2016 года время работы скважины составило 3046 часов, время простоя 1298 часов. Перед ГРП скв. №Х работала со следующими показателями – дебит УВС ~20 тыс. м³/сут. Скважина работала в периодическом режиме с регулярными прогревами один–два раза в сутки.

Работа скважины после проведения грп представлена на рисунке 5.2.

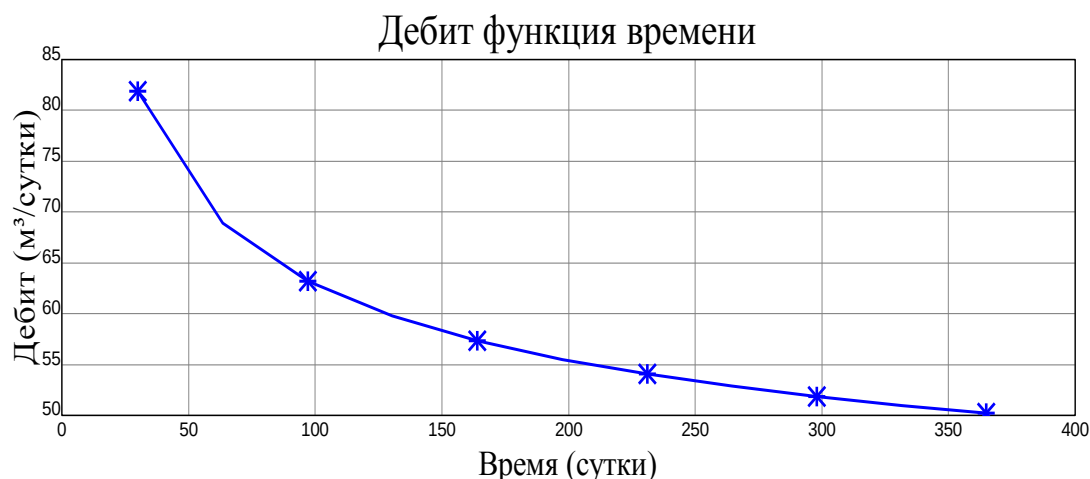


Рисунок 5.2 – Динамика добычи после проведения ГРП

5.5 Расчет гидроразрыва пласта

В таблице 3.1 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП

Таблица 3.1 Исходные данные к расчету

Показатель	Обозначени	Размерность	Значение
Глубина скважины	L	М	3512
Глубина спуска НКТ	L _{нкт}	М	3493,7
Интервал перфорации	b _{3-пер} -b _{2пер}	М	3431-3442
Наружный диаметр НКТ	D _{н.}	М	0,0889
Внутренний диаметр НКТ	D _в	М	0,076
Продуктивный горизонт	Н	М	12,3
Коэффициент проницаемости	К	м ²	1,326·10 ⁻¹⁵
Модуль упругости	Е	МПа	10 ¹⁰
Коэффициент Пуассона	ν		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	Р _п	кг/м ³	1895
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	7
Пластовое давление	Р _{пл}	МПа	23
Депрессия на пласт	ΔР	МПа	18
Плотность нефти в нормальных условиях	ρ _н	кг/м ³	828,0
Динамическая вязкость нефти пластовая	μ _п	мПа·с	0,86
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ _п	кг/м ³	692,0
Радиус контура скважины	R _к	М	250

Необходимо определить следующие показатели:

- давление разрыва;
- допустимое давление на устье скважины (при проведении процесса без пакера);
- объем жидкости разрыва;
- количество песка, концентрация песка в жидкости-песконосителе;
- объем жидкости-песконосителя;
- объем продавочной жидкости;
- общую продолжительность процесса ГРП;
- тип и число необходимых насосных агрегатов.

Определяем давление разрыва по формуле:

$$P_{РАЗР} = P_{ВГ} - P_{ПЛ} + \sigma_P, (1)$$

где $P_{ВГ}$ – вертикальное горное давление, МПа;

$P_{ПЛ}$ – пластовое давление, МПа;

σ_P – давление расслоения пород или предел прочности породы на разрыв (принимается равным 1,5, МПа).

Вертикальное горное давление определяем по формуле:

$$P_{ВГ} = H \times \rho_{П} \times g, (2)$$

где H – глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра), м;

$\rho_{П}$ – средняя плотность вышележащих пород, кг/м³ ($\rho_{П}=1895$ кг/м³).

$$P_{ВГ} = 3442 \times 1895 \times 9,81 \times 10^{-6} = 63,98 \text{ МПа}$$

$$P_{РАЗР} = 63,98 - 23 + 1,5 = 42,49 \text{ МПа}$$

ГРП можно проводить как через эксплуатационную колонну, так и через колонну НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допускаемое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Определим допустимое давление на устье скважины (в случае проведения процесса непосредственно через эксплуатационную колонну без установки пакера) по формуле:

$$P_Y = \frac{D_H^2 - D_B^2}{D_H^2 + D_B^2} \times \frac{\sigma_{ТЕК}}{K} + P_{ПЛ} + \rho_{ЖП} \times g \times (h - L), (3)$$

где D_H – диаметр обсадных труб, равный 16,8 см

D_B – внутренний диаметр обсадных труб, равный 14,68 см;

$\sigma_{ТЕК}$ – предел текучести для труб из стали группы прочности Д равный 320 МПа;

K – запас прочности (принимаем $K=1,5$);

h – потери напора на трение в обсадной колонне, м;

$\rho_{жр}$ – плотность жидкости разрыва (принимаем $\rho_{жр}=950 \text{ кг/м}^3$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м.

Для принятого расхода эти потери при глубине скважины 1750 м составляют 75 м ст. жидкости, а для нашей скважины глубиной 3512 м они будут пропорционально равны:

$$h = 108, \text{ м} \quad (4)$$

Для скважины

$$P_y = \frac{16,8^2 - 14,68^2}{16,8^2 + 14,68^2} \cdot \frac{320}{1,5} - 23 + 950 \cdot 9,8 \cdot (108 - 3512) \cdot 10^{-6} = 30,23 \text{ МПа}$$

Объем жидкости разрыва не поддается точному расчету. По опытным данным, значение его колеблется в пределах 5-20 м³. Принимаем для скважины средний объем жидкости разрыва $V_p = 20 \text{ м}^3$ геля.

Количество песка $G_{п}$, потребное для гидроразрыва, также нельзя рассчитать. По данным отечественной практики количество песка обычно принимают равным 70 т. на один гидроразрыв. Принимаем

$$G_{п} = 70 \text{ т} = 70000 \text{ кг.}$$

Концентрация песка C зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа ее закачки. Обычно для нефти вязкостью $5 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$ значение ее колеблется в пределах 150 – 400 кг/м³. Принимаем $C = 400 \text{ кг/м}^3$.

Объем жидкости-песконосителя при принятых количестве песка и его концентрации в жидкости составит:

$$V_{жп} = \frac{G_{п}}{C} = 175 \text{ м}^3 \quad (5)$$

Объем продажной жидкости принимают на 20 – 30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с песком:

$$V_{пп} = K \times \pi \times d_B^2 \times H / 4, \quad (6)$$

где d_B – внутренний диаметр труб, на которых спущен пакер, т. е. труб, по которым закачивают жидкость с песком $d_B = 0,076 \text{ м}$;

K – коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб (принимаем 1,1);

H – глубина спуска труб, м ($H = 3493,7 \text{ м}$).

$$V_{nn} = 17,43 \text{ м}^3$$

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения:

$$t = (V_p + V_{жп} + V_{пр}) / Q, \quad (8)$$

где Q - расход рабочих жидкостей, равный согласно принятой скорости их нагнетания $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$;

V_p – объем жидкости разрыва ($V_p = 17 \text{ м}^3$);

$V_{жп}$ — объем жидкости песконосителя ($V_{жп} = 165 \text{ м}^3$);

$V_{пр}$ – объем продавочной жидкости.

$$t = \frac{(20 + 175 + 17,4)}{0,03} = 118 \text{ мин}$$

Число насосных агрегатов. Если принять агрегаты 4АН-700, то с учетом их подачи, равной $0,0123 \text{ м}^3/\text{с}$ при давлении 61 МПа и требуемом расходе жидкости, равном $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$, число агрегатов (при одном резервном) составит:

$$n = (0,03 / 0,0123) + 1 = 4 \text{ агрегата}$$

Число пескосмесительных агрегатов

Потребное число пескосмесительных агрегатов определяется исходя из загрузочной массы их бункеров, при этом для определения числа агрегатов масса закрепителя трещин делится на загрузочную массу и округляется до ближайшего большего. Так как по условиям задано ввести в трещины 70 т пропанта, то согласно характеристике агрегата 4ПА потребуется 4 таких пескосмесителя.

Число автоцистерн. По условиям работы закачивается 20 м^3 жидкости-песконосителя плотностью $\rho_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$. Для ее транспортировки на скважину требуется 5 автоцистерн АЦПП-21-5523А или 7 автоцистерн ЦР-20. Кроме того, на скважину при ГРП доставляются продавочная жидкость в объеме 1,5 – 2 объемов скважины и жидкость разрыва пласта в объеме 5 – 10 м^3 . следовательно, для обеспечения проведения процесса потребуется 6 автоцистерн АЦПП-21-5523А или 10 автоцистерн ЦР-20.

Оборудование устья. Для района с холодным климатом применяют блок манифольдов типа 1БМ-700С. Поскольку трубная головка специальной арматуры устья 2АУ-700 и 2АУ-700 СУ допускает рабочее давление до 230 МПа, а в рассматриваемом варианте устьевое давление гидроразрыва достигает 30,23 МПа, то устье скважины в этом случае оборудуется трубной головкой 2АУ-700.

Для расчетного варианта ГРП по градиенту давления разрыва 0,0165 МПа/м устье оборудуется арматурой 2АУ-700 СУ.

Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right)^{0,5}, \quad (9)$$

где C - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

Q - расход жидкости разрыва, м³/мин;

μ - вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t_p - время закачки жидкости разрыва, мин;

k - коэффициент проницаемости, мкм².

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$C = 0,02$; Q — расход жидкости разрыва ($Q = 0,05 \text{ м}^3/\text{с}$); μ — вязкость жидкости разрыва ($\mu = 0,25 \text{ Па} \cdot \text{с}$);

t_p — время закачки жидкости разрыва ($4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$);

k — коэффициент проницаемости ($k = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

Подставляя приведенные данные в формулу (9), будем иметь:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot (0,05 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 118}{0,02 \cdot 10^{-12}}})^{0,5} = 13 \text{ м}, \quad (10)$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12}, \quad (11)$$

где k_T - проницаемость трещины, м²;

ω - ширина трещины, см.

Принимаем ω равной 3,77 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 3,77}{12} \cdot 10^{-12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{пз} = \frac{k_{п} \cdot h + k_T}{h + \omega}, \quad (12)$$

где $k_{п}$ - проницаемость пласта ($k_{п}=0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);
 h – эффективная мощность пласта, ($h=12,3 \text{ м}$);
 ω - ширина трещины ($\omega=0,0377 \text{ м}$).

Подставляя эти данные в формулу (12), будем иметь:

$$k_{пз} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 + 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 5,22 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ($k_{п}= 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$k_{пз} / k_{п} = 5,22 \cdot 10^{-12} / 0,02 \cdot 10^{-12} = 261 \text{ раз},$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины вычисляю по формуле:

$$k_{дс} = \frac{k_{п} \cdot k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_c}}{k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_T} + k_{п} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (13)$$

где R_K - радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимается равным 250 м);

r_c - радиус забоя скважины ($r_c=0,108 \text{ м}$);

r_T - радиус трещины ($r_T=13 \text{ м}$).

Подставляя значения величин, входящих в формулу (13), получим:

$$k_T = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,36 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\pi} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (14)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут;

k_{π} - проницаемость пласта ($k_{\pi} = 0,02 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h - эффективная мощность пласта, м;

Δp - депрессия на забое ($\Delta p = p_{\pi\pi} - P_{заб} = 18 \text{ МПа}$);

μ - динамическая вязкость нефти (принимается равной 0,8 Па·с).

При принятых данных получим следующие значения дебитов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,8 \cdot \ln \frac{250}{0,108}} = 18,6 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Сравним подсчитанные по формуле (13) значения дебитов с фактическими (фактический дебит равен 20 м³/сут).

Из сравнения видно хорошее совпадение дебитов, подсчитанных по формуле Дюпюи (14) с фактическими дебитами по замерам.

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ($r_c = r_T$):

$$Q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\pi} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (15)$$

где k_{π} - проницаемость пласта,

r_T - радиус трещины ($r_T = 13 \text{ м}$).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (15), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,8 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 81 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из полученного результата о возможном максимальном дебите скважины видно, что после гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{64}{18} = 4,3 \text{ раза}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем трехкратное увеличение дебита скважины.

5.6.1 Расчет установки пакера

Давление, при котором пакер будет находиться в равновесии с учетом потери напора при движении жидкости в НКТ, определяем по формуле:

$$P = \frac{4 \times G}{\pi \times D_B^2} + \frac{\lambda \times H_2 \times v^2 \times \rho_1}{2 \times d_B} - \frac{H_1 \times \rho_1 \times g \times \pi \times (d_H^2 - d_B^2)}{40} + \frac{H_2 \times \rho_2 \times g \times \pi \times (D_B^2 - d_H^2)}{40} \quad (17)$$

где V – скорость нисходящего потока жидкости в трубах ($V = 2,97$ м/с); λ – коэффициент трения при движении жидкости в трубах ($\lambda = 0,035$).

$$P = \frac{4 \cdot 94,6 \cdot 3442}{3,14 \cdot 0,1468^2} + \frac{0,035 \cdot 3442 \cdot 2,97^2 \cdot 1000}{2 \cdot 0,076} - \frac{3442 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,089^2 - 0,076^2)}{40} + \frac{3442 \cdot 950 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,1468^2 - 0,089^2)}{40} = 26,27 \text{ МПа}$$

Полученное значение давления, при котором пакер должен находиться в равновесии, оказалось меньше, чем ожидаемое давление разрыва. Поэтому необходимо вместе с пакером спустить якорь. Для подбора якоря определим усилие $G_{\text{я}}$, необходимое для удержания пакера в равновесии.

$$G_{\text{я}} = \rho_1 \times H_1 \times g \times \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d_B^2) + P_{\text{разр}} \times \frac{\pi \times D^2}{4} - \sigma_T + \rho_2 \times H_2 \times g \times \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d_H^2), \quad (18)$$

где σ_T – сила трения пакера о стенки обсадной колонны (принимается в пределах $13 \times 10^3 - 17 \times 10^3$ Н). Принимаем $\sigma_T = 15 \times 10^3$ Н.

$$G_{\text{я}} = 1000 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,076^2) + 42,49 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,168^2}{4} + 15 - 950 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,089^2) = 63085,953 \text{ Н} = 0,63086 \text{ МН}$$

Таким образом выбираем тип якоря, удерживающее усилие которого равно 0,63 МН.

Заключение

В результате анализа полученных результатов, можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом повышения интенсификации притока жидкости на X месторождении является ГРП. Ему уступают бурение горизонтальных скважин, в связи с высокой стоимостью проведения работ, а так же проведение физико-химических методов обработки призабойной зоны, которые дают не значительный положительный эффект.

Проведенный анализ ГТМ позволяет сэкономить средства и сосредоточится на эффективных методах интенсификации.

Исследуя проектируемые данные и данные полученные после проведения ГРП, было отмечено незначительное отличие их от фактических значений, что подтверждает проведенный расчет технологических параметров.

Комплексный анализ промысловых данных работы скважины после ГРП позволяет сделать вывод о высокой эффективности его применения, что подтвердилось успешным проведением гидроразрыва пласта на скважине X.

В данной работе проведен расчет экономического эффекта, при котором получены следующие результаты:

- прирост дебита на скважине после проведения ГРП увеличился с 20 до 81 м³/сут;
- для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта на X месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 6 010 188,14 рублей;
- затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупились в течении 8 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 дней, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине.

Таким образом, можно прогнозировать дальнейшее внедрение ГРП на скважинах X месторождения.

Выводы:

1. На объекте Ю1-1 было произведено 37 операций на 33 скважинах, запущенно 13 скважин, из них 100 % запущены, с общим достижением запланированного дебита нефти 105%. На объекте произведено: на новых скважинах – 23 операции, на скважинах действующего фонда 13 операций.

Достижение запускного планового дебита жидкости составляет - 115%, планового дебита нефти – 105%.

2. Достижение запускного планового дебита жидкости на *новом фонде* составляет - 120%, планового дебита нефти – 117%. Средний запускной дебит жидкости работы составляет 67,1 м3/сут., дебит нефти – 25,2 т/сут.

3. Достижение запускного планового дебита жидкости на *действующем фонде* составляет - 108 %, планового дебита нефти – 90%. Средний запускной дебит жидкости работы составляет 49,7 м3/сут., дебит нефти – 16,9 т/сут. Основная причина недостижения – является повышенный процент обводненности 52% от плановых 60%.

4. За рассматриваемый период на объекте Ю закачано 8285 м3 жидкости (геля) в среднем 223,9 м3 на скважину, 2560 тонны проппанта, в среднем по 69.2 т проппанта на операцию и 6 т на метр эффективной толщины. Средняя проводимость пласта (kh) на скважину составляет 15,1 мД*м, средний объем использованной жидкости на тонну закачанного проппанта составляет 3,2 м3/т.

Список используемой литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки X месторождения / ОАО «Тандем» - Тюмень 2011
2. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
3. Логинов Б. Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. Гостоптехиздат, 1951.
4. Максимов М. И. Обработка скважин соляной кислотой. Гостоптехиздат, 1945.
5. Геологический отчет о Результатах ГРП ОАО <<Томскгазпром>> за 2012 год. /ОАО <<Томскгазпром>> - Томск 2012.
6. Алексеева И.В. Филиппов А.Г. Методика проведения газоконденсатных исследований, определение составов и физико-химических свойств газовой и жидкой составляющих пластового газа. М., ООО «ИРЦ Газпром», 2001 г.
7. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
8. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - Москва-Ижевск: институт компьютерных исследований; Удмуртский Госуниверситет. 2004.
9. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
10. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта, Москва: ВНИИОЭНГ, 1998.
11. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».
12. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 06.04.2015).
13. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 53 с.
14. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ / Сост. О.Б. Назаренко. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.
15. ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»
16. ГОСТ12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производ. факторы.

17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.).
18. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).
19. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
20. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 1999.
21. Федосова В.Д. Расчет освещения. Метод. УК. – Томск: Изд-во ТПУ, 1991. – 23с
22. «Рекомендации по устранению и предупреждению неблагоприятного влияния монотонии на работоспособность человека в условиях современного производства (методические рекомендации)» (утв. Минздравом СССР 26.09.1980 N 2257-80).
23. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
24. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
25. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
27. Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной безопасности. 1985 г.
28. Домин П.А. Справочник по технике безопасности. 1985 г.
29. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990
30. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
32. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 33. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности.**

Список публикаций студента

1. Пуговкин М. Н. «Установка по предотвращению и удалению коксообразований, шлаков, АСПО и сажи в змеевиках путевых подогревателей» Научно-техническая конференция молодых специалистов «Газпромнефть-Востока» 10-14 апреля 2017 г. г. Томск. Диплом за занятое II место.

2. Пуговкин М. Н. Экономический аспект внедрения GTL технологии утилизации ПНГ в условиях Томской области (на примере X месторождения). Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 1069-1071].

ПРИЛОЖЕНИЕ А Hydraulic fracturing fluids

Жидкости для гидроразрыва пласта

Hydraulic Fracturing Fluids

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Пуговкин Максим Николаевич		

Консультант-лингвист кафедры

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Баранова Анастасия Викторовна			

Hydraulic Fracturing Fluids

Since the advent of hydraulic fracturing in 1947 there has been a plethora of different and sometimes strange fluids used to create hydraulic fractures and transport and suspend propping agents. The very first fracturing fluid was gasoline gelled with World War II surplus Napalm. The fracturing treatment conducted in the Hugoton Gas Field in Southwestern Kansas was quite small and was conducted using cement pumping units. The gelled gasoline was prepared in the measuring tanks of the cement trucks and less than 100 barrels of gel and fewer than 50 sacks of river sand were pumped into the well. Thankfully, the well had considerable skin damage and the treatment was a success.

Otherwise the inception of Hydraulic Fracturing as we know it would have been delayed for some finite period. I believe that it would have been eventually discovered due to the basic simplicity of what is accomplished with Hydraulic Fracturing.

At the time of the first fracturing treatment, there was an almost overwhelming fear of placing anything other than hydrocarbons on producing formations. Because of this the dominant fracturing fluids for many years were hydrocarbon based. Many treatments were conducted using lease crude, diesel or condensate. These treatments suffered greatly because of the lack of viscosity to carry and suspend proppants.

There was an obvious need for viscosity and the first attempts at achieving viscosity other than the dangerous gasoline napalm mixture were essentially soap type products which consisted of Toll oil fatty acids, hydrocarbons and caustic soda. This type of product although suffering from relatively high friction pressure was used well into the 70's. Another product developed was an oil external emulsion. At some point because of all of the inherent danger and assorted problems with oil based systems the industry started moving toward the use of water based fluids. Initially early systems utilized were water and starch. Starch was found to be very shear sensitive and did not last long with the advent of the use of guar gum for thickening water. Guar based fluids and guar derivatives have been in use as viscosifiers for creation of linear gels for over 50 years and as base components for crosslinked fluids for nearly 40 years. Illustration 1 is a typical guar base gel with the consistency of syrup.



Figure A.1 – typical guar base gel with the consistency of syrup.

Another early innovation that occurred in hydraulic fracturing fluids was the use of high molecular weight polyacrylamide polymers as friction reducers to allow high rate pumping of water and sand in relatively deep reservoirs down tubing. These turbulence suppression agents allowed fracture stimulation of relatively deep reservoirs by dramatically reducing the pumping pressure down tubulars. Interestingly enough these same materials that have been in existence for nearly 50 years are the mainstay for the Waterfrac Process which has taken over approximately 40% of all fracturing treatments in the domestic US.

The first introduction of crosslinked fracturing fluids was in 1968 with the pumping of a low pH guar based fluid crosslinked with Antimony. This fluid was pumped by Halliburton. Within a few months all of the major service companies were pumping crosslinked gels. The earliest systems from non Halliburton vendors were all crosslinked Borates with guar as the base.

These early systems typically were 80 pounds per 1000 gallons of guar and created some extremely viscous fracturing fluids. Illustration 2 is a picture depiction of a Borate Crosslinked gel. It should be noted that the dominate fracturing fluid used today for conventional formations with a bottom hole temperature less than 300 degrees Fahrenheit is an updated Borate guar system.



Figure A.2 – Borate Crosslinked gel

Coinciding with research on oil gelling agents by the Dow chemical company much improved oil gel systems were introduced in the late 60's by Dowell. There had been an

ongoing cycle of water based versus oil based systems since the inception of fracturing and this cycle still goes on today with oil gels being promoted due to assumed damage from water based systems. The oil gels developed by Dowell (now Schlumberger) consisted of aluminum phosphate esters triggered with a base. These gel types still dominate the industry although one service company, BJ Services, has developed and is using a proprietary non Phosphate system. All of these systems came from Military Napalm research. One

of the more interesting fluids developed in the 60's was a fluid developed by Exxon Production Research with the name "Superfrac". This fluid was a combination of very thick oil heated to 180 degrees Fahrenheit.

This heating was required so it would thin and become pumpable. This oil was then emulsified with a small amount of water and surfactant to disallow the acceptance of more water into the emulsion. This very viscous product which was the consistency of tar was then pumped down the well mixed with proppant. To be able to pump this mixture a mechanical device was installed on the wellhead whereby there was an external water ring created in the casing or tubulars. There were hundreds of these jobs pumped in the domestic US prior to the advent of Crosslinked gels. It is the opinion of the author that the negative parts of "Superfrac" such as handling the very hot tar like material were a driving force in the development of more user friendly fluids.

Also occurring in the late 60's there was a fluid developed by Dowell termed "Gas Frac". This system was a mixture of CO₂, Propane, and Alcohol. Dowell built special pressurized blenders to mix the fluid and advertised it as a eutectic mixture, i.e. a fluid that would convert to a vapor based upon the ratio of CO₂ to Propane. Halliburton and other service companies followed suit with mixtures of gelled alcohol and CO₂ as well as mixtures of Aromatic hydrocarbons and CO₂. These systems although thought to be the ultimate in non-damaging fracturing fluids were short lived. There have been at least four or five more attempts at introducing alcohol or alcohol CO₂ based systems and all have found little or no

success compared to conventional fracturing fluid systems. It should also be noted that one company located in Canada built special equipment and opened several stations in the US claiming to have a system for fracturing with viscosified CO₂. The system was limited to pumping less than 40,000 pounds of proppant and there was some question as to the effectiveness of the gelling agent used. Like the Gas Frac this system had a very short lifespan.

From the late 1960's onward there were tremendous developments in the area of both water base and oil base fracturing fluids. In the area of linear polymers the industry introduced several different derivatives of guar. For many years Hydroxypropylguar was the dominate base gel used in the industry.

Nearly 70 percent of all water based fluids both linear and crosslinked were HPG. The major sales point for HPG was that the derivative, which was not only had better pound per pound viscosity and crosslink properties, also had considerably less residue on breakdown. After the initial high use of Borate gels in the late 60's the service companies introduced a large number of different fracturing fluids. The different crosslinkers used were Titanium, Aluminum, Chromium, Zirconium as well as the previously mentioned Antimony. Some of the crosslink systems that were created used a redox mechanism but eventually the industry moved to the use of ligands of metals such as Titanium Triethanolamine, Zirconium Lactate, etc. In the late 70's the dominate fluid was HPG crosslinked with Titanium Ligands. As we moved into the 80's the industry moved toward the use of Zirconium Ligands crosslinking Carboxymethylhydroxypropylguar. CMHPG, because of its anionic character, has become the fluid of choice for reservoirs with bottom hole temperatures of 300 degrees F and higher. As stated earlier there has been a resurgence of the use of much improved Borate guar systems which dominate the crosslink fluids used at temperatures below 300 Fahrenheit. In the area of energized and foamed fluids both Guar and CMHPG are used in linear foams. The dominate crosslinked fluid containing CO₂ is a low pH fluid using a Zirconium Ligand which function in the pH range of CO₂. There is a fairly widely used CO₂ system using guar crosslinked with a Titanium Ligand.

This fluid which has been around for more than 20 years comprises most of the use of Titanium in the industry. Virtually all of the previously mentioned fluids are compatible with Nitrogen and there are very large numbers of both energized and foamed crosslinked systems using virtually all of the metals and base gels.

In fairly recent years the service companies have developed some new fluids which are being field tested around the world. Schlumberger has developed a series of non-polymeric "Surfactant gels" which create high viscosity fluids with no gel residue. These fluids have excellent properties but suffer from high cost. Halliburton has developed a fluid which consists of low molecular weight particles of derivatized guar crosslinked with a high concentration of Borate. This system is purported to have good cleanup properties and have some functionality in reuse. Like the surfactant gel this product suffers from high cost

and secondarily due its low molecular weight has high pumping friction. Another development in fracturing fluid from Schlumberger is the addition of slowly soluble fibers to fracturing gels to assist in proppant transport. This system is being field tested and we are awaiting field results on its performance versus more conventional fluids.

Fracturing Fluid Additives

There have over the years been significant advances in various additives utilized in the fracturing gels. The wide array of low moderate and high temperature breakers which have been developed has allowed us to be able to have perfect proppant transport fluids which last for reasonable pump times at temperatures as low as 70 degrees F to as high as 350 degrees Fahrenheit and also have the fluids degrade back to water viscosity. These breakers include low and high temperature oxidizers, peroxides, enzymes, and encapsulated versions of all these products. Virtually all of the major service companies have a complete spectrum of breakers which cover all temperature and pH ranges. In addition to breakers there have been developments in the area of crosslinker delay additives and crosslink accelerators which allow precise control of crosslink time where this is required due to tortuosity or friction pressure requirements.

Future needs in research and development on Fracturing Fluids As we are moving into deeper and higher temperature reservoirs we are at the limit of guar based or guar derivative polymers. There are no commercially available fluids which will remain stable at temperatures above 375 degrees F. Some crosslinked acrylamides have been tested but suffer greatly from inconsistency in performance due to the methods required in manufacture of the base polymer. This area has not been pursued in the past due to lack of market but is fast becoming a necessity as we move into productive intervals with bottom hole temperatures greater than 400 Fahrenheit.

Because of the very large volume of the Waterfrac fluids used additional work is needed in the area of optimized turbulence suppression additives and other chemicals to optimize production from highly fractured conventional and unconventional reservoirs.

Additionally more work is needed in the area of functionality of surfactants in these fluids. There is substantial evidence that some of the surfactants are not beneficial and in some cases are detrimental when used in extremely tight reservoirs.

A recent development has been the incorporation of a degrading agent for polyacrylamide friction reducers used in Waterfracs. These additives have been particularly beneficial in areas where oil production is achieved from source rock. Because of the very large treatments and concurrently the very large amount of acrylamide used

there were prior to the advent of the breakers large amount of the viscous acrylamide produced out of wells disrupting production.

Chemical Use In Hydraulic Fracturing

Chemicals serve many functions in hydraulic fracturing. From limiting the growth of bacteria to preventing corrosion of the well casing, chemicals are needed to insure that the fracturing job is effective and efficient.

The number of chemical additives used in a typical fracture treatment depends on the conditions of the specific well being fractured. A typical fracture treatment will use very low concentrations of between 3 and 12 additive chemicals, depending on the characteristics of the water and the shale formation being fractured. Each component serves a specific, engineered purpose. For example, the predominant fluids currently being used for fracture treatments in the gas shale plays are water-based fracturing fluids mixed with friction-reducing additives (called slickwater). The addition of friction reducers allows fracturing fluids and sand, or other solid materials called proppants, to be pumped to the target zone at a higher rate and reduced pressure than if water alone were used. In addition to friction reducers, other additives include: biocides to prevent microorganism growth and to reduce biofouling of the fractures; oxygen scavengers and other stabilizers to prevent corrosion of metal pipes; and acids that are used to remove drilling mud damage within the near-wellbore area.

Fluids are used to create the fractures in the formation and to carry a propping agent (typically silica sand) which is deposited in the induced fractures to keep them from closing up. The figure A 3 below; which was prepared by ALL Consulting and is an updated version of the chart originally published in Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, demonstrates the average volumetric percentages of additives used for hydraulic fracturing treatment over multiple oil and gas plays.

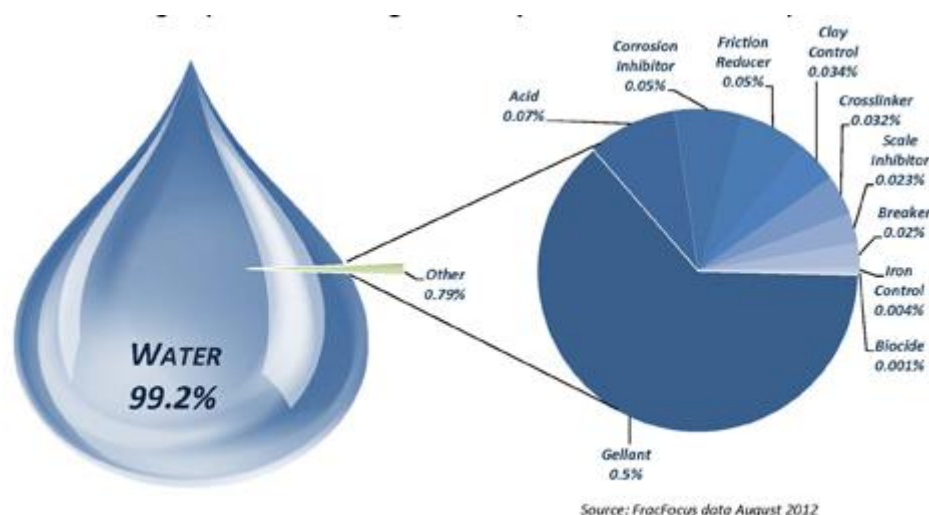


Figure A.3 – Average Hydraulic fracturing Fluid Composition for US Shale Plays

The make-up of fracturing fluid varies from one geologic basin or formation to another.

Evaluating the relative volumes of the components of a fracturing fluid reveals the relatively small volume of additives that are present. The additives depicted on the right side of the pie chart represent less than 0.8% of the total fluid volume. Overall the concentration of additives in most slickwater fracturing fluids is a relatively consistent 0.5% to 2% with water making up 98% to 99.2%.

Because the make-up of each fracturing fluid varies to meet the specific needs of each area, there is no one-size-fits-all formula for the volumes for each additive. In classifying fracturing fluids and their additives it is important to realize that service companies that provide these additives have developed a number of compounds with similar functional properties to be used for the same purpose in different well environments. The difference between additive formulations may be as small as a change in concentration of a specific compound.

Although the hydraulic fracturing industry may have a number of compounds that can be used in a hydraulic fracturing fluid, any single fracturing job would only use a few of the available additives. For example, the chart shown above, represents 12 additives used, covering the range of possible functions that could be built into a fracturing fluid.

Conclusion

We have numerous tools with which we can effectively stimulate virtually any lithology up to 380 degrees F. With a small amount of effort we will have a stable fluid for use well past 400 degrees F. There is much work to do not only in high temperature areas

but also in improving the systems used in the exploring work in very tight and unconventional reservoirs.

Bibliography

1. West Virginia Geological and Economic Survey. 1997. Enhancement of the Appalachian Basin Devonian Shale Resource Base in the GRI Hydrocarbon Model.

Prepared for: Gas Research Institute. December 1997.

2. Modern Shale Gas. Development in the United States: a primer. April 2009